12.1 Antragsformular für den baulichen Teil

Bauantrag gem. § 63 bzw. § 64 der Niedersächsischen Bauordnung (NBauO)

Zutreffendes bitte ankreuzen oder ausfüllen. Felder mit "*" sein keine Pflichtfelder.

Sollten die Eingabefelder nicht ausreichen, fügen Sie bitte entsprechende Anlagen bei.

An die Bauaufsichtsbehörde	Eingangsstempel der Bauaufsichtsbehörde	Aktenzeichen der Bauaufsichtsbehörde
Untere Bauaufsichtsbehörde / Landkreis Rotenburg (Wümme) Hopfengarten 2 27356 Rotenburg (Wümme)		

Hiermit beantrage ich gemäß § 63 bzw. § 64 der Niedersächsischen Bauordnung (NBauO) für die nachstehend bezeichnete Baumaßnahme die Baugenehmigung. Die erforderlichen Bauvorlagen sind diesem Bauantrag gemäß der aktuellen Niedersächsischen Bauvorlagenverordnung (NBauVorlVO) beigefügt.

Identifikationsnummer des Erhebungsbogens des Landesamts für Statistik Niedersachsen:	

1. Bezeichnung der Baumaßnahme

Repowering Windpark Alfstedt;
Errrichtung und Betrieb von 2 Windenergieanlagen des Typs Enercon, E 138 EP3, E3 mit einer Nennleistung von je 4.260 kW und mit je einer Nabenhöhe 160 Metern und Erweiterung der Erschließungswege.

2. Baugrundstück

Gemeinde	Ortsteil		
27432 Alfstedt			
Straße	**Hausnummer**		
Gemarkung	**Flur**	**Flurstück (Zähler)**	**Flurstück (Nenner)**
Alfstedt	14	31	2
Alfstedt	14	28	

3. Bauherr / Bauherrin

Firmenname (wenn zutreffend. Bei Gesellschaften bzw. juristischen Personen ist dann im Folgenden der Vertretungsberechtigte anzugeben)		
Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH		
Name Bauherrin / Bauherr (bei juristischen Personen Vertrefungsberechtigte)		
Vorname/n Horst		Nachname Mangels
Straße Hohenfelde	Hausnummer 33	* Telefon (mit Vorwahl) 0421-95826755
PLZ 27432	Ort Alfstedt	* E-Mail h.mangels@energie3000.de

4. Entwurfsverfasserin / Entwurfsverfasser

Firmenname (wenn zutreffend) KOLLEKTIV NACH OBEN Architektur und Design Mangels Gill PartG mbb			
Name Entwurfsverfasserin / Entwurfsverfasser (natürliche Person) Vorname/n Justina		Nachname Mangels	
Berufsbezeichnung Architektin			
Straße Prangenstraße	Hausnummer 63	* Telefon (mit Vorwahl) 0172 1413520	
PLZ 28203	Ort Bremen	* E-Mail mail@kollektivnachoben.de	

ist für die beantragte Baumaßnahme bauvorlageberechtigt nach

[X] § 53 Abs. 3 Satz 2 NBauO nach	
[X] Nr. 1 Architektin / Architekt, eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	21.067
[ ] Nr. 2 Entwurfsverfasser/in (bis 30.11.2024), eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	
[ ] Nr. 3 Entwurfsverfasser/in, eingetragen in Liste der Ingenieurkammer Nr.	
[ ] Nr. 3 Entwurfsverfasser/in, eingetragen im Verzeichnis Nr. des Bundeslandes	
[ ] Nr. 3 Entwurfsverfasser/in nach § 20 NIngG gleichgestellt (europäischer Dienstleistungsverkehr), niedergelassen im Staat	
[ ] Nr. 4 öffentlich Bedienstete / öffentlich Bediensteter	
[ ] Nr. 5 Innenarchitektin / Innenarchitekt, eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	
[ ] § 53 Abs. 4 NBauO nach	
[ ] Nr. 1 Landschaftsarchitektin / Landschaftsarchitekt, eingetragen in Liste der Architektenkammer Nr.	
[ ] Nr. 2 Handwerksmeisterin / Handwerksmeister oder diesen nach § 7 Abs. 3, 7 oder 9 HwO gleichgestellt	
[ ] Nr. 3 staatlich geprüfte Technikerin / staatlich geprüfter Techniker	
[ ] Nr. 4 Technikerin / Techniker mit gleichwertigem Ausbildungsnachweis	
[ ] § 53 Abs. 5 NBauO	
[ ] Handwerksmeisterin / Handwerksmeister, gleichgestellt im europäischen Dienstleistungsverkehr, niedergelassen im Staat	
[ ] Techniker/in / Techniker, gleichgestellt im europäischen Dienstleistungsverkehr, niedergelassen im Staat	

darf als Entwurfsverfasserin / Entwurfsverfasser tätig werden nach

[ ] § 53 Abs. 9 NBauO

5. Tragwerksplanerin / Tragwerksplaner

Firmenname (wenn zutreffend)			
Name Tragwerksplanerin / Tragwerksplaner (natürliche Person) Vorname/n		Nachname	
Berufsbezeichnung			
Straße	Hausnummer	* Telefon (mit Vorwahl)	
PLZ	Ort	* E-Mail	

ist zur Erstellung des Nachweises der Standsicherheit für die beantragte Baumaßnahme berechtigt nach

- ☐ § 65 Abs. 4 NBauO
  - ☐ Tragwerksplaner/in, eingetragen in der Liste der Ingenieurkammer Niedersachsen Nr.
  - ☐ Tragwerksplaner/in, eingetragen im Verzeichnis Nr. des Bundeslandes
  - ☐ Tragwerksplaner/in nach § 21 Abs. 5 NIngG gleichgestellt (europäischer Dienstleistungsverkehr), niedergelassen im Staat
- ☐ § 86 Abs. 5 NBauO (Übergangsregelung) - (Standsicherheitsnachweis ist ggf. prüfpflichtig)
- ☒ § 65 Abs. 1 S. 2 i. V. m. § 53 Abs. 3 Satz 2 Nrn. 1 bis 4, Abs. 4 Nrn. 2 bis 4 sowie Abs. 5 bis 8 NBauO (Standsicherheitsnachweis ist prüfpflichtig)

Datum, Unterschrift der Tragwerksplanerin / des Tragwerksplaners

6. Erschließung

6.1 Zugang/Zufahrt zum Grundstück erfolgt

☒ von öffentlicher Verkehrsfläche	☐ über Grundstück im Miteigentum	☒ über anderes Grundstück (ggf. Baulast/Grunddienstbarkeit erforderlich)

6.2 Niederschlagswasserbeseitigung erfolgt durch

☐ die Einleitung in ein kommunales Regenwassersystem	☐ Einleitung in ein Gewässer	☒ die ungezielte, breitflächige Versickerung auf Grundstücksflächen	☐ die gezielte Versickerung auf Grundstücksflächen	☐ Sonstiges

6.3 Sonstige Abwasserbeseitigung erfolgt durch

☐ kommunales Abwassersystem	☐ Kleinkläranlage	☒ Sonstiges:	kein Abwasseranfall

6.4 Trinkwasserversorgung erfolgt durch

☐ zentrales Wasserwerk oder dezentrales kleines Wasserwerk	☒ Sonstiges:	keine Wasserversorgung

6.5 Löschwasserversorgung erfolgt durch

☐ öffentliche Wasserversorgung		☐ Feuerlöschbrunnen		Entfernung [m]:	
☐ Feuerlöschteich	☐ offene Gewässer	☐ Sonstiges:		Entfernung [m]:	

Antragsteller: Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH

Aktenzeichen:

7. Arbeitsstättenrecht

Die Vereinbarkeit der Bauvorlagen mit den Anforderungen der Arbeitsstättenverordnung wird nur geprüft, wenn die Bauherrin oder der Bauherr dies verlangt.

☐ **Gem. § 64 Satz 2 NBauO - auch in Verbindung mit § 63 Abs. 1 Satz 3 NBauO - wird um Prüfung der Anforderungen auf Vereinbarkeit mit der Arbeitsstättenverordnung im Rahmen des Baugenehmigungsverfahrens gebeten.**

Datum, Unterschrift der Bauherrin / des Bauherrn *(oder der Bevollmächtigten / des Bevollmächtigten)*

8. Zustellung der Baugenehmigung an Nachbarn

☐ **Es wird erbeten, die Baugenehmigung oder Teilbaugenehmigung nach § 70 Abs. 5 NBauO den in der Anlage näher bezeichneten Nachbarn zuzustellen.**

Datum, Unterschrift der Bauherrin / des Bauherrn *(oder der Bevollmächtigten / des Bevollmächtigten)*

Hinweise:

Die Bauherrin oder der Bauherr ist dafür verantwortlich, dass die von ihr oder ihm veranlasste Baumaßnahme dem öffentlichen Baurecht entspricht. Die Entwurfsverfasserin oder der Entwurfsverfasser ist dafür verantwortlich, dass der Entwurf für die Baumaßnahme dem öffentlichen Baurecht entspricht. **Über erforderliche Ausnahmen, Befreiungen und Zulassungen von Abweichungen von Vorschriften wird nur auf besonderen Antrag entschieden (Der Antrag ist unter Kapitel 12.9 "Sonstiges" einzufügen).**

Datenschutz:

Die elektronische Verarbeitung der in diesem Formular enthaltenen personenbezogenen Daten ist für die Durchführung dieses Verwaltungsverfahrens gem. § 67 Abs. 1 Satz 2 NBauo erforderlich und gem. §§ 3 und 5 NDSG zulässig. Empfänger dieser Daten sind die Gemeinde, die untere Bauaufsichtsbehörde sowie andere Behörden (§ 69 Abs. 3 NBauO) und ggfs. Nachbarn sowie die zu beteiligende Öffentlichkeit (§ 68 NBau0). Bauvorlagen in elektronischer Form können dauerhaft gespeichert werden. Zudem werden die Daten regelmäßig an die zuständige Finanzbehörde (§ 29 BewG), den zuständigen Unfallversicherungsträger (§ 195 Abs. 3 SGB VII) und das Vermessungs- und Katasteramt (§ 5 NVermG) übermittelt. Nähere Informationen und die Kontaktdaten des Datenschutzbeauftragten entnehmen Sie bitte den Internetseiten des Adressaten dieses Antrages.

Datum, Unterschrift der Entwurfsverfasserin / des Entwurfsverfassers	* Datum, Unterschrift der Bauherrin / des Bauherrn *(Kenntnisnahme)*
Architektin M.A. Justina Mangels Alfstedt / Lunden EL 21.076	Erstellt 10.4.2025

Antragsteller: Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH

Aktenzeichen:
Erstelldatum: 23.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

12.2 Lagepläne

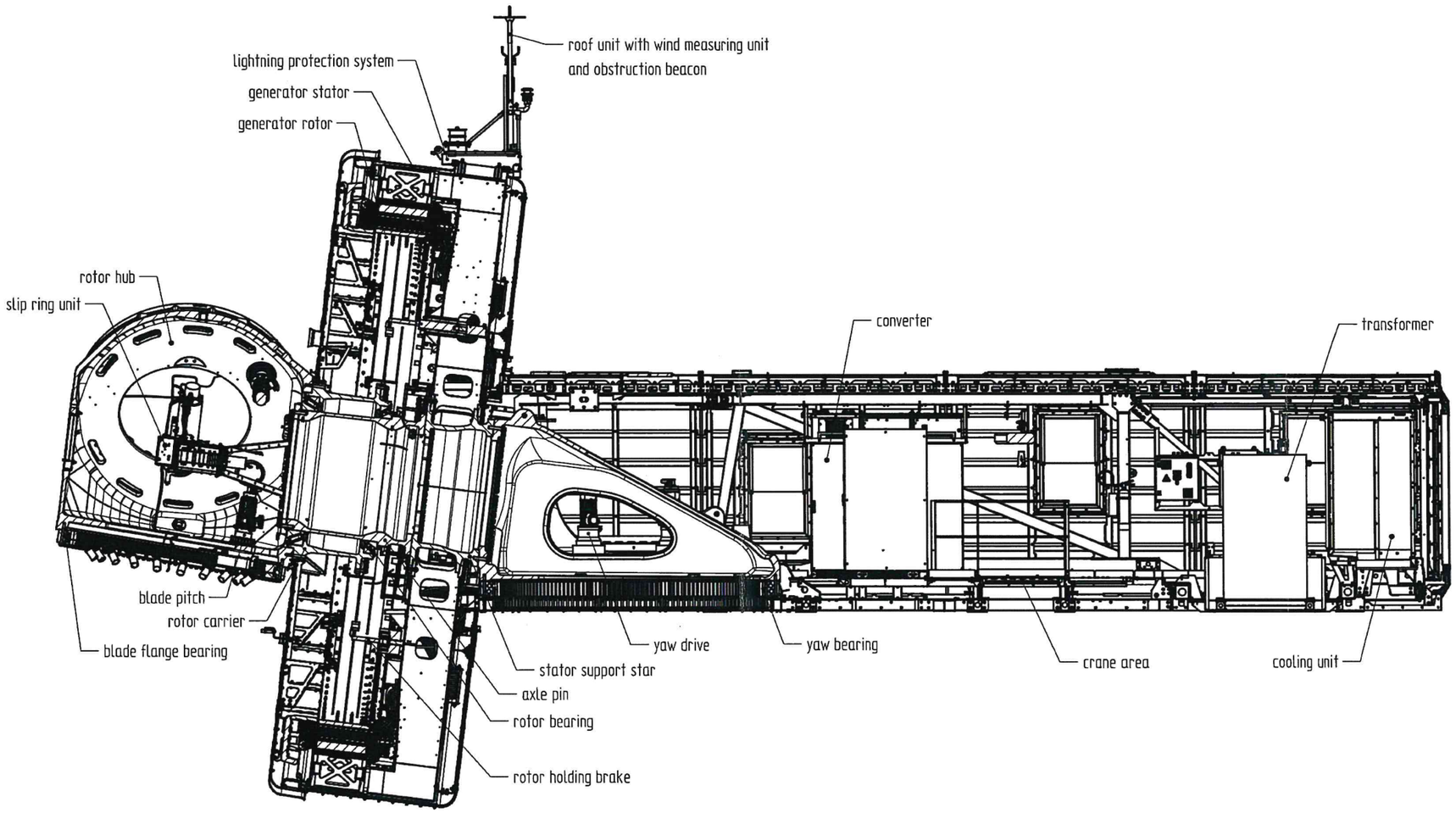
Der Werkslage- und Gebäudeplan befinden sich im Kapitel 16, Abschnitt 16.1.6

12.3 Bauzeichnungen (Grundrisse, Ansichten, Schnitte)

Zeichnerische Darstellungen der geplanten Windenergieanlagen (Ansicht, Gondel inkl. Abmessungen) sind den angefügten Dokumenten zu entnehmen.

Anlagen:

- 12.3_D02177270_2.0_de_Technische Beschreibung_Gondelschnitt E-138 EP3 E3.pdf
- 12.3_D1019598-4.1_#_de;fr;en_#_Gondelabmessungen_Nacelle dimensions_E-138_EP3_E3.pdf
- 12.3_D03076897_0.0__Übersichtszeichnung_E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01.pdf
- 12.3_D0185200_16.0_de_TB_Farbgebung.pdf



also valid for E-115 EP3 E4

©This drawing is owned by ENERCON GmbH.
It is copyrighted and at the same time
A trade secret within the meaning of § 17 UWG.
©ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.
Diese Zeichnung ist Eigentum der Firma ENERCON GmbH.
Sie ist urheberrechtlich geschützt und stellt zugleich
ein Betriebsgeheimnis im Sinne des § 17 UWG dar.

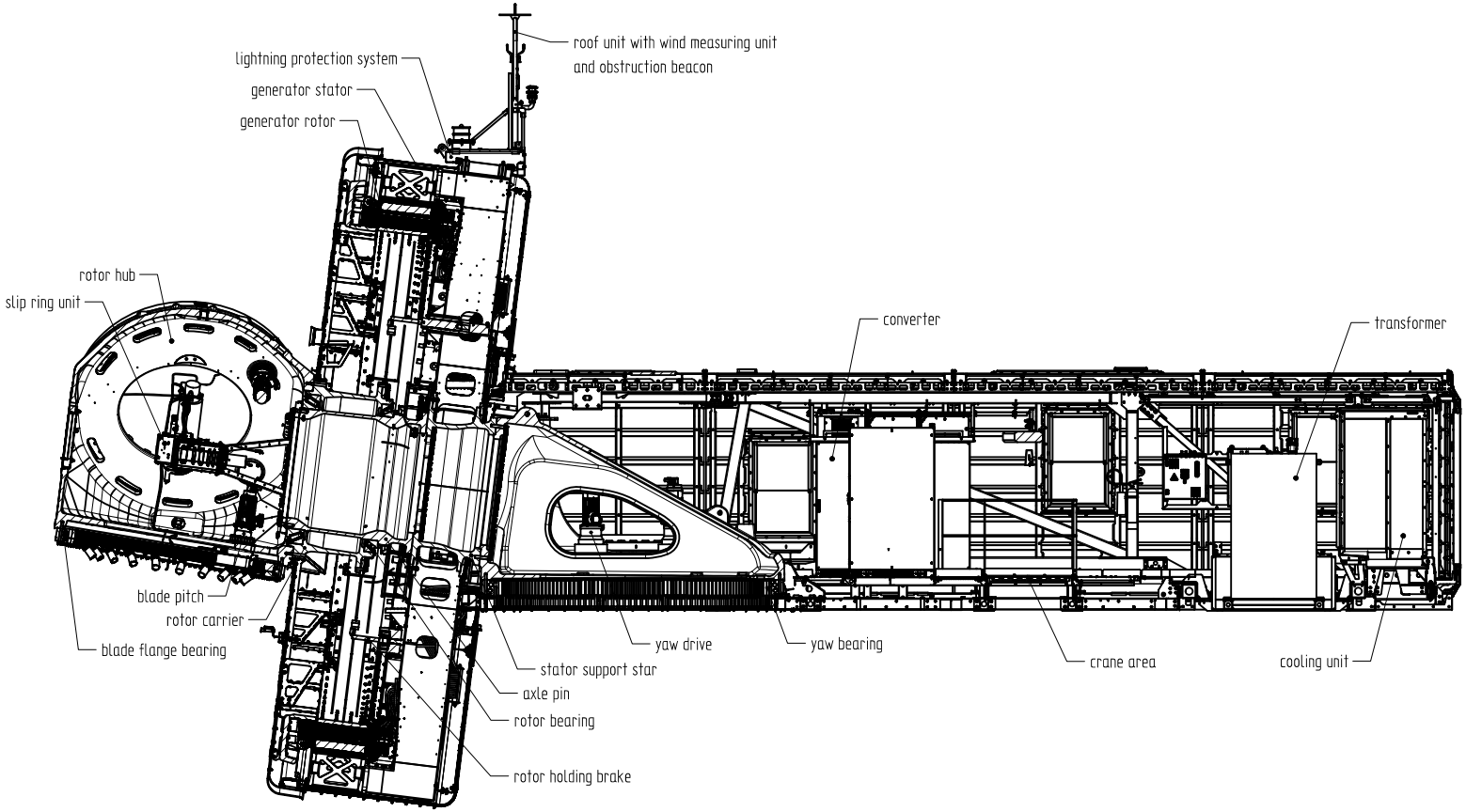
ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

	at / am	by / von
Creation / Erstellung	04.11.2020	00021492
last modification / letzte Änderung	20.07.2022	00021492
released at, by / freigegeben am, von		

Scale / Maßstab: 1:50
Material / Werkstoff:
Expected weight / Erwartetes Gewicht: kg
Document Type / Dokumentart: Assembly drawing / Zusammenbauzeichnung
DCC: TB
Name / additional name / Benennung / Zusatzbenennung:
nacelle
E-138 EP3 E3
Gondel
E-138 EP3 E3
Material Number / Materialnummer: 782402
Drawing Number / Zeichnungsnummer: D02162509/2.0-de/en
Sheet / Qty. / Blatt / Blattzahl: 1/1

ARCHITEKTENKAMMER NIEDERSACHSEN · EINGETRAGEN IN DIE ARCHITEKTENLISTE

Erstelldatum: 27.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5



also valid for E-115 EP3 E4

©This drawing is owned by ENERCON GmbH.
It is copyrighted and at the same time
A trade secret within the meaning of § 17 UWG.
©ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.
Diese Zeichnung ist Eigentum der Firma ENERCON GmbH.
Sie ist urheberrechtlich geschützt und stellt zugleich
ein Betriebsgeheimnis im Sinne des § 17 UWG dar.

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

	at / am	by / von
Ersteller	04.11.2020	00021492
Auf Änderung zuletzt geänderter Bereich	20.07.2022	00021492

Released at, by / freigegeben am, von

Scale / Maßstab: 1:50
expected weight / erwartetes Gewicht: kg
Material / Werkstoff

Document Type / Dokumentart: Assembly drawing
Zusammenbauzeichnung
DCC: TB

Name / additional name / Benennung / Zusatzbenennung:
nacelle
E-138 EP3 E3
Gondel
E-138 EP3 E3

Material Number / Materialnummer: 782402
Drawing Number / Zeichnungsnummer: D02162509/2.0-de/2/6
Sheet / qty Blatt / Blätter: 1/1

Erstelldatum: 27.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

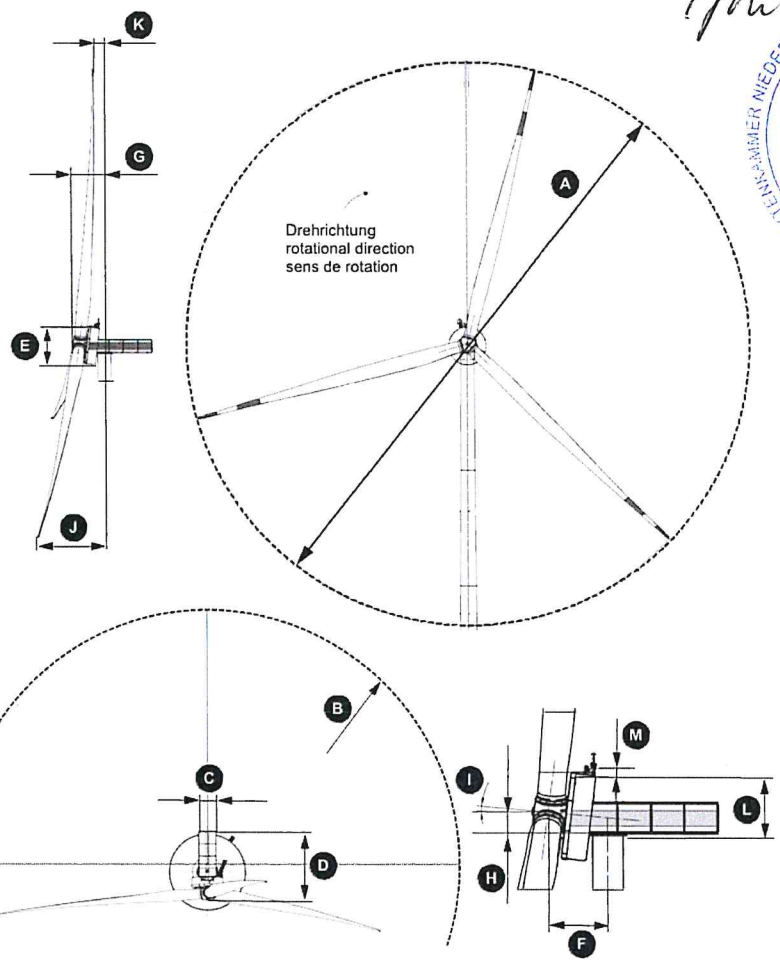


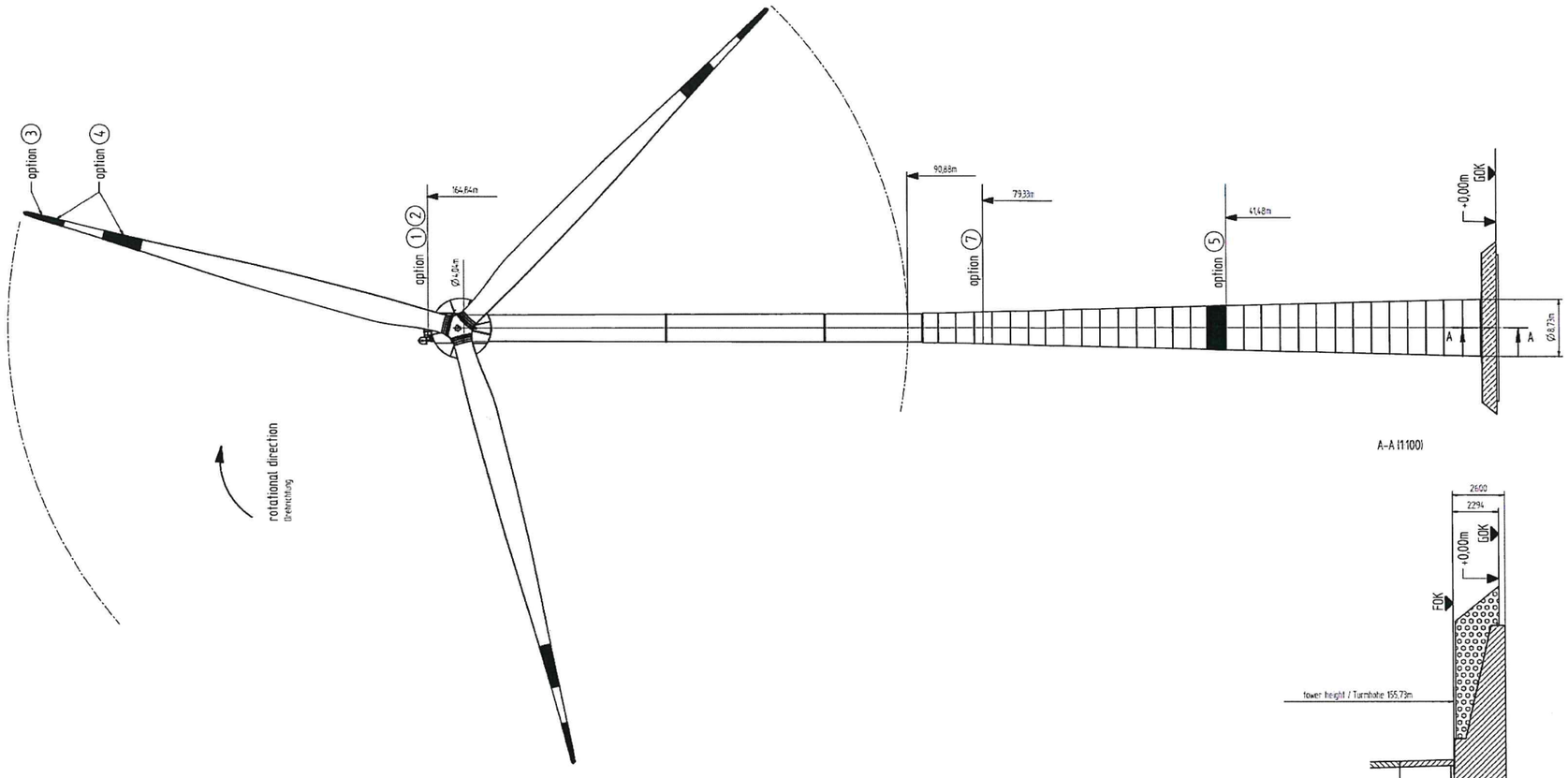
Abb. / Fig. 1: Schematische Darstellung der Gondel / Schematic diagram of the nacelle / Représentation schématique de la nacelle

Pos.	Bezeichnung Description Designation	Wert Value Valeur	Pos.	Bezeichnung Description Designation	Wert Value Valeur
A[1]	**Rotordurchmesser** Rotor diameter Diamètre du rotor	138,25 m	H	**Oberkante Turmkopfflansch bis Nabe** Top edge of top tower flange to hub Bord supérieur de la bride supérieure du mât jusqu'au moyeu	1,98 m
B[1]	**Exzentrizitätsfläche** Eccentric surface Surface excentrique	15 440 m²	I	**Neigung** Incline Inclinaison	7°
C	**Gondelbreite** Nacelle width Largeur de la nacelle	4,99 m	J[1]	**Turmmitte bis tiefste Blattposition** Tower centre to bottom of blade Milieu du mât jusqu'à la position la plus basse de la pale	20,10 m
D	**Gondellänge** Nacelle length Longueur de la nacelle	19,75 m	K[1]	**Turmmitte bis höchste Blattposition** Tower centre to top position of blade Milieu du mât jusqu'à la position la plus haute de la pale	3,25 m
E	**Gondelhöhe** Nacelle height Hauteur de la nacelle	9,23 m	L	**Oberkante Turmkopfflansch bis Oberkante Gondel** Top edge of top tower flange to nacelle top edge Bord supérieur de la bride du sommet du mât jusqu'au bord supérieur de la nacelle	6,264 m
F	**Turmmitte bis Nabe horizontal** Tower centre to hub horizontal Milieu du mât vers le moyeu horizontalement	6,31 m	M	**Oberkante Gondel bis Oberkante Befeuerungsträger** Top nacelle edge to top beacon carrier edge Bord supérieur de la nacelle jusqu'au bord supérieur du support du balisage	- 0,025 m
G	**Turmmitte bis Gondelspitze** Tower centre to nacelle tip Milieu du mât vers l'extrémité de la nacelle	8,58 m		**Volumen der Gondel** Volume of the nacelle Volume de la nacelle	437 m³

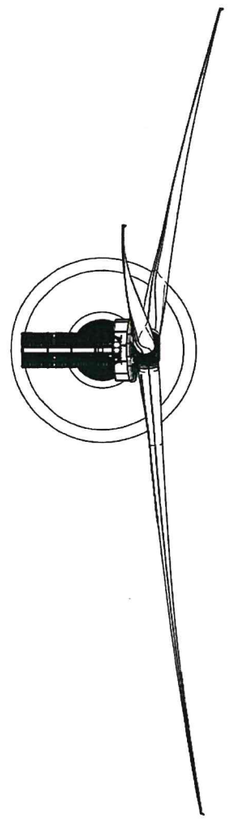
[1] Die Werte beziehen sich auf den Einbauzustand des Rotorblatts ohne Pitch und ohne jegliche Belastungen. / The values refer to the installation state of the rotor blade when not pitched and without any load. / Les valeurs se rapportent à l'état de montage de la pale du rotor sans pitch et sans charges.

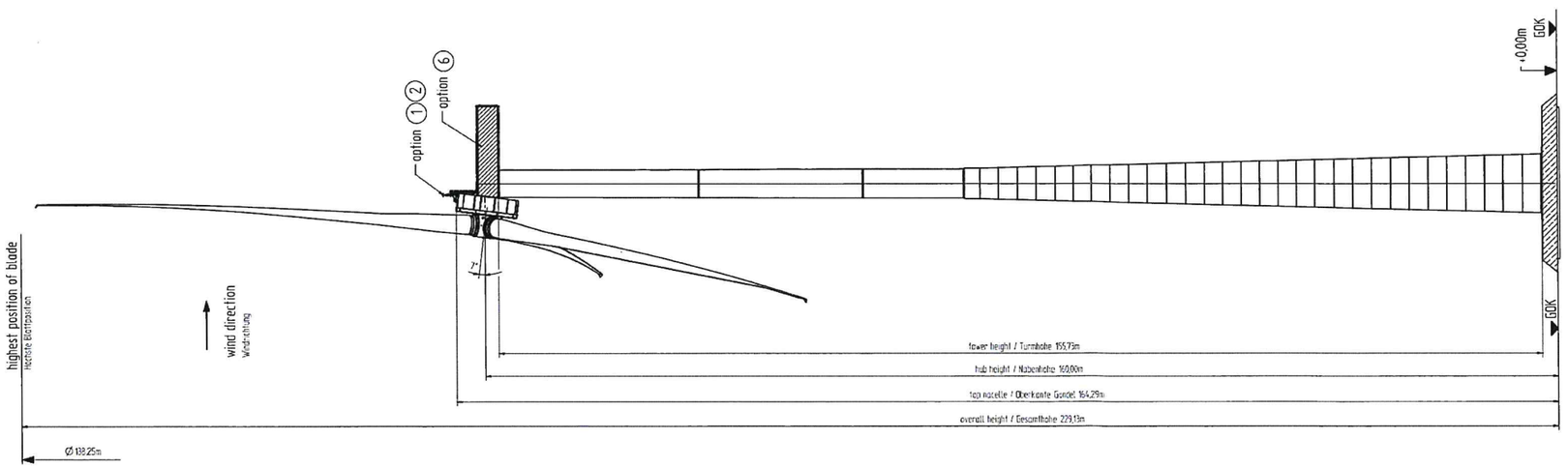
Architektin M.A. Justina Mangels Alfstedt / Zürich EL 21076

© ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten. / All rights reserved. / Tous droits réservés.



A–A (1:100)







project-specific data / projektbezogene Angaben	
project / Projekt	
ground elevation above sea level / Geländehöhe über NHN	
total elevation above sea level / Gesamthöhe über NHN	
FOK: top foundation / Fundamentoberkante GOK: top ground / Geländeoberkante	
options / Optionen	
① nighttime marking / Nachtkennzeichnung W - red / W - rot	
② daytime marking / Tageskennzeichnung white strobe lights with visibility reduction weißes Blitzlicht mit Sichtweitenreduzierung	
③ daytime marking / Tageskennzeichnung 6m red (RAL 3020) grey rotor blade (RAL 7035) 6m rot (RAL 3020) graues Rotorblatt (RAL 7035)	
④ daytime marking / Tageskennzeichnung red/grey/red (RAL 3020 / RAL 7035 / RAL 3020) each 6m long rot/grau/rot (RAL 3020 / RAL 7035 / RAL 3020) je 6m lang	
⑤ daytime marking / Tageskennzeichnung 3m colour field (RAL 3020 / 3m Farbfeld (RAL 3020	
⑥ daytime marking: double-sided colour fields on nacelle (RAL 3020) Tageskennzeichnung: Farbfelder beidseitig an der Gondelverkleidung (RAL 3020)	
⑦ nighttime marking / Nachtkennzeichnung obstruction beacon on every tower axis / Hindernisfeuer auf jeder Turmachse	

ARCHITEKTENKAMMER NIEDERSACHSEN · DIE ARCHITEKTEN
Architektin M.A. Ausschuss für Architektur
Architekt Ausschuss für Architektur

The drawing is owned by ENERCON GmbH. It is copyrighted and is protected by the German Copyright Act (UrhG §§ 7, 15ff). Unauthorized use, distribution and duplication (even in excerpts) are prohibited. Any use not permitted by the German Copyright Act requires the prior written consent of ENERCON GmbH. Any person who violates the rights mentioned above is liable to prosecution and to compensation for damages.

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

2024-10-18	00056194	
2024-10-18	00059458	

2024-10-18 10:32:
WP00070619

1:500 — 00177745.007 A3

Layout Drawing
(Übersichtszeichnung)

precast concrete tower
E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
Betonfertigteilturm

D0307689700-de/en

1/1

Erstelldatum: 27.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

Windenergieanlagen werden außen anlagenspezifisch mit dem Grauton EC-F2, der RAL 7038 entspricht, oder mit dem Grauton EC-F3, der RAL 7035 entspricht, beschichtet. Für bestimmte Windenergieanlagentypen ist zudem der Farbton EC-F4, der RAL 9016 entspricht, auf Anfrage verfügbar.

Tab. 1: Windenergieanlagentypen und Farbgebung

Windenergieanlagentyp	EC-F2 (RAL 7038) Grundfarbe	EC-F3 (RAL 7035) Grundfarbe	EC-F4 (RAL 9016) Sonderfarbe
E-82 EP2 E2	x		
E-82 EP2 E4	x		
E-115 EP3 E3		x	auf Anfrage
E-115 EP3 E4		x	auf Anfrage
E-138 EP3 E2		x	auf Anfrage
E-138 EP3 E3		x	auf Anfrage
E-138 EP3 E4		x	auf Anfrage
E-160 EP5 E3 R1		x	auf Anfrage
E-175 EP5 E1		x	auf Anfrage
E-175 EP5 E2		x	auf Anfrage

Glanzgrad

Der Glanzgrad der verwendeten Farbtöne in den Bereichen Rotorblatt, Gondel und Turm beträgt max. 30 ±10 Glanzeinheiten. Der Glanzgrad vermindert sich im Lauf der Zeit durch Witterungseinflüsse.

Gondelverkleidung

Je nach Baureihe kommen unterschiedliche Materialien und Ausführungen der Gondelverkleidung zum Einsatz. Bei der Ausführung mit glasfaserverstärktem Kunststoff wird die äußere Schicht der Gondelverkleidung in dem entsprechenden Farbton durchgefärbt gefertigt.

Bei Baureihen mit Aluminiumverkleidung können verschiedene Ausführungen zum Einsatz kommen. Entweder wird die Gondelverkleidung nicht beschichtet, sondern mit einem speziellen und umweltfreundlichen Verfahren behandelt. Der so entstehende Farbton unterscheidet sich kaum vom Grauton der anderen Komponenten. Oder die Aluminiumteile werden in dem entsprechenden Farbton außen beschichtet.

Wenn die Gondelverkleidung eine farbliche Kennzeichnung zur Flugsicherung erhalten soll, wird sie jedoch mindestens partiell mit dem geforderten Farbton beschichtet.

Bei den Windenergieanlagentypen E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3, E-138 EP3 E4, E-160 EP5 E3 R1, E-175 EP5 E1 und E-175 EP5 E2 wird die Unterseite der Gondel in feuerverzinktem Stahl gemäß DIN EN ISO 1461 ausgeführt. Die Seitenteile und das Dach werden in Stahl ausgeführt. Die Beschichtung von Seitenteilen und Dach erfüllt außen die Korrosivitätskategorie C5 und innen C3.

© ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-03 11:25

Korrosionsschutz

Bei der Außenbeschichtung am Stahlrohrturm, modularen Stahlturm, Hybrid-Stahlturm und der Stahlsektion am Hybridturm wird standortspezifisch die Korrosivitätskategorie C4 oder C5 erfüllt. Die Innenbeschichtung erfüllt mindestens die Anforderungen der Korrosivitätskategorie C3.

© ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-03 11:25

12.4 Baubeschreibung, Betriebsbeschreibung

Die geplanten Anlagen sind nach §2 Abs. 3 NBauO der Gebäudeklasse 1 zuzuordnen und gelten als Sonderbauten nach §2 Abs. 5 NBauO.

Die Angaben zum Rohbau- und Herstellungswert sind in Kapitel 12.9.1 beigefügt.

Angaben zur Gründung. Im Baugrundgutachten in Kapitel 12.6.1 befinden sich alle Angaben zur Gründung. In der Technischen Beschreibung Fundamente bzw. im Fundamentdatenblatt werden die Fundamente beschrieben.

Angaben zum Turm. In Kapitel 12.3 befinden sich alle Angaben zum Turm.

Angaben zur Gondel. In Kapitel 12.3 befindet sich das Datenblatt Gondelabmessung und der Gondelschnitt.

12.5 Berechnungen/Nachweise

Siehe Grenzabstandsberechnung.

Der Grenzabstand wird nach ministeriellem Rundschreiben vom Juli 2024 berechnet.

Anlagen:

- 12.5.5_Grenzabstand Nds_E-138_EP3 E3-HT-160-ES-C01_rev003_ger-ger.pdf

Der Grenzabstand wird nach ministeriellem Rundschreiben vom Juli 2024 mit folgender Formel berechnet:

Formel a) 0,4 H: $A=\sqrt{Exzentrizität^2 + (0{,}9285 * Radius)^2} + 0{,}4 * (Nabenhöhe + 0{,}3714 * R)$

Formel b) 0,2 H: $A=\sqrt{Exzentrizität^2 + (0{,}9806 * Radius)^2} + 0{,}2 * (Nabenhöhe + 0{,}1961 * R)$

Mit: Nabenhöhe = 160,00 Meter
Rotorradius = 69,13 Meter
Exzentrizität = 6,31 Meter

Aus diesen Werten werden folgende Mindestabstände vom Turmmittelpunkt A_m berechnet:

Grenzabstand $A_{M(0,4\ H)}$ = 138,7 m (a)

Grenzabstand $A_{M(0,2\ H)}$ = 102,7 m (b)

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

12.6 Bautechnische Nachweise

Die geplanten Windenergieanlagen vom TYP E-138 EP3 E3 mit einer Nabenhöhe von 160mNH sind typengeprüft.

Nachweise zum Turm, zur Gründung sowie Gutachterliche Stellungnahmen zu Lasten, zum Rotorblatt, zum Maschinenbau etc. sind der angehängten Typenprüfung (12.6.1) zu entnehmen.

12.6.1 Nachweis der Standsicherheit

siehe auch 16.1.4

Anlagen:

- 12.6.1.1_TP_E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01_Rev.1.pdf
- 12.6.1.2_D02845786_0.0_en_Zertifikat_3662973-2-d E-138 EP3-E3-HT-160 Foundation datasheet.pdf
- 12.6.1.3_G.WP Alfstedt, Rep., 2 x E-138, 160 mNH.PDF
- 12.6.1.4_2019-04-11-F2E-Alfstedt-Ebersdorf-D-3km.M2-EX-MW.pdf
- 12.6.1.4_F2E_Standortbesichtigung_Bericht_SE_Alfstedt_D03.pdf
- 12.6.1.4_f2e_gutachten_SE_Alfstedt_Rev0_final.pdf

Zusammenstellung der typengeprüften Dokumentationen

ENERCON

E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01

ENERCON GmbH
Dreekamp 5
D - 26605 Aurich
Telefon: 0 49 41 – 927–0
Telefax: 0 49 41 – 927–109

Rev. 1

ENERCON GmbH
Dreekamp 5 • 26605 Aurich
Telefon: +49 4941 927-0
Telefax: +49 4941 927-109

1. Prüfbescheid zur Typenprüfung 3662973-4-d Rev.2 vom 06.10.2023

2. Hybridturm 3362973-1-d Rev.1 vom 19.09.2023

2.1. Zusammenstellung Turm Statik D02653944-1.

3. Flachgründung Ø 22,50m 3662973-2-d vom 27.01.2023

3.1. Fundamentdatenblatt D02653936-4
3.2. Schalplan D02653945-4
3.3. Bewehrungsplan D02653946-2

4. Tiefgründung Ø 23,00m 3662973-3-d vom 20.02.2023

4.1. Schalplan D02653970-1
4.2. Bewehrungsplan Variante D D02653969-3
4.3. Bewehrungsplan Variante C D02653967-3
4.4. Bewehrungsplan Variante B D02653965-3
4.5. Bewehrungsplan Variante A D02653963-4
4.6. Fundamentdatenblatt D02653956-3

5. Zusammenstellung Gutachterliche Stellungnahmen 8119224863 D Rev.0 vom 21.12.2022

5.1. Lastannahmen für Turm und Fundament 8119224863-1 D IV Rev.0 vom 19.12.2022
5.2. Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau 8119224863-1 D III Rev.2 vom 19.12.2022
5.3. Sicherheitssystem und Handbücher 8119224863-2 D Rev.1 vom 09.12.2022
5.4. Elektrische Komponenten und Blitzschutz 8119224863-5 D Rev.1 vom 28.09.2022
5.5. Rotorblatt 8117142915-3 D Rev.7 vom 20.12.2022

ENERCON GmbH
Dreekamp 5 • 26605 Aurich
Telefon: +49 4941 927-0
Telefax: +49 4941 927-109

5.6. Maschinenbauliche Komponenten
8119224863-4 D Rev. 1 vom 20.12.2022

5.7. Verkleidung und Strukturen
8119224863-12 D Rev.1 vom 20.12.2022

5.8. Turmkopfflansch
8119224863-11 D Rev.0 vom 07.02.2022

6. Revisionstabelle

Datum	Änderung
06.02.2023 Rev. 0	**Dokument erstellt** **1. Prüfbescheid zur Typenprüfung 3662973-4-d vom 27.01.2023** **2. Hybridturm 3362973-1-d vom 27.01.2023** 2.1. Zusammenstellung Turm Statik D02653944-0 **3. Flachgründung Ø 22,50m 3662973-2-d vom 27.01.2023** 3.1. Fundamentdatenblatt D02653936-4 3.2. Schalplan D02653945-4 3.3. Bewehrungsplan D02653946-2 **4. Zusammenstellung Gutachterliche Stellungnahmen 8119224863 D Rev.0 vom 21.12.2022** 4.1. Lastannahmen für Turm und Fundament 8119224863-1 D IV Rev.0 vom 19.12.2022 4.2. Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau 8119224863-1 D III Rev.2 vom 19.12.2022 4.3. Sicherheitssystem und Handbücher 8119224863-2 D Rev.1 vom 09.12.2022 4.4. Elektrische Komponenten und Blitzschutz 8119224863-5 D Rev.1 vom 28.09.2022 4.5. Rotorblatt 8117142915-3 D Rev.7 vom 20.12.2022 4.6. Maschinenbauliche Komponenten 8119224863-4 D Rev. 1 vom 20.12.2022 4.7. Verkleidung und Strukturen 8119224863-12 D Rev.1 vom 20.12.2022 4.8. Turmkopfflansch 8119224863-11 D Rev.0 vom 07.02.2022
24.10.2023 Rev. 1	**Dokument erstellt** **1. Prüfbescheid zur Typenprüfung 3662973-4-d Rev.2 vom 06.10.2023** **2. Hybridturm 3362973-1-d Rev.1 vom 19.09.2023** 2.1. Zusammenstellung Turm Statik D02653944-1 **3. Flachgründung Ø 22,50m 3662973-2-d vom 27.01.2023** **4. Tiefgründung Ø 23,00m 3662973-3-d vom 20.02.2023** 4.1. Schalplan D02653970-1 4.2. Bewehrungsplan Variante D D02653969-3 4.3. Bewehrungsplan Variante C D02653967-3 4.4. Bewehrungsplan Variante B D02653965-3 4.5. Bewehrungsplan Variante A D02653963-4 4.6. Fundamentdatenblatt D02653956-3 **5. Zusammenstellung Gutachterliche Stellungnahmen 8119224863 D Rev.0 vom 21.12.2022**

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

Industrie Service

Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

Prüfbescheid für eine Typenprüfung

Datum: 06.10.2023

Prüfnummer: **3662973-4-d Rev.2**

Objekt: **Turm und Fundamente E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22)**
Windenergieanlage ENERCON Typ E-138 EP3 E3
Rotorblatt Typ E-138 EP3-RB-02
Nabenhöhe 160 m
Windzone 2, Geländekategorie II,
Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0

Prüfgrundlage: DIBt-Richtlinie 2012

Hersteller und Konstruktion WEA:
ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Hersteller und Konstruktion Turm und Fundament:
Max Bögl Wind AG
Max-Bögl-Straße 1
92369 Sengenthal
Deutschland

Auftraggeber:
ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Gültig bis: 26.01.2028

Unsere Zeichen:
IS-ESW-MUC/CRE

Dokument:
3662973-4-d_Rev.2_ENERCON_E138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (E22)

Das Dokument besteht aus 7 Seiten.
Seite 1 von 7

Die auszugsweise Wiedergabe des Dokumentes und die Verwendung zu Werbezwecken bedürfen der schriftlichen Genehmigung der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände.

Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV unter www.tuvsud.com/impressum

Aufsichtsrat:
Reiner Block (Vors.)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Thomas Kainz, Simon Kellerer

Telefon: +49 89 5791-3146
Telefax: +49 89 5791-2956
www.tuvsud.com/de-is

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit für die bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen
Westendstraße 199
80686 München
Deutschland

Industrie Service

Revision	Datum	Änderungen
0	27.01.2023	Erstfassung
1	08.03.2023	Weitere Fundamentvariante Tiefgründung mit Dokument [3] hinzugefügt.
2	06.10.2023	Dokument [1] aktualisiert.

Inhaltsverzeichnis

1. Allgemeine Bestimmungen....3
2. Anlagenbeschreibung....3
3. Prüfgrundlage....4
4. Prüfberichte zur bautechnischen Prüfung....4
5. Gutachtliche Stellungnahmen....5
6. Zusammenfassung....6
7. Auflagen....6
Anlage 1:....7

Industrie Service

1. Allgemeine Bestimmungen

Die Typenprüfung für die in Abschnitt 2 beschriebene Windenergieanlage besteht aus den unter Abschnitt 4 aufgeführten Prüfberichten sowie diesem Typenprüfbescheid. Grundlage der Typenprüfung sind die in Abschnitt 5 gelisteten gutachtlichen Stellungnahmen.

Die Typenprüfung bestätigt die Prüfung der Standsicherheit der gelisteten Türme und Gründungen.

Dieser Prüfbescheid zur Typenprüfung ersetzt nicht die Bestätigung des Auflagenvollzugs. Er ersetzt keine für die Durchführung von Bauvorhaben erforderlichen Genehmigungen.

Bei Abweichungen von diesem Prüfbescheid zur Typenprüfung oder den unter Abschnitt 4 und 5 aufgeführten zugehörigen Prüfberichten und Stellungnahmen sowie den darin geprüften Unterlagen und gelisteten Prüfgrundlagen ist die Standsicherheit im Einzelfall nachzuweisen und zu prüfen.

Es wird davon ausgegangen, dass Hersteller und Betreiber ihren Verpflichtungen zur Gewährleistung des sicheren Betriebes der Anlage nachkommen und über im Betrieb festgestellte, auslegungsrelevante Auffälligkeiten, wie z.B. Schwingungsphänomene, berichten und gegebenenfalls veranlassen, dass entsprechende Untersuchungen durchgeführt und neue Berechnungen zur Prüfung vorgelegt werden.

2. Anlagenbeschreibung

Die hier behandelte Windenergieanlage vom Typ ENERCON E-138 EP3 E3 mit 160 m Nabenhöhe besteht aus einem luvseitig angeordneten Dreiblatt-Rotor mit einer getriebelosen Generatoreinheit.

Die Anlage wird mittels Blattwinkelverstellung und variabler Rotordrehzahl geregelt.

Umgebungsbedingungen und Daten der Maschine gemäß Herstellerangaben:

Nennleistung	4,26 MW
Windzone	2
Geländekategorie	II
Erdbebenzone nach DIN 4149	0
Nabenhöhe	160 m
Rotorblatttyp	E-138 EP3-RB-02
Rotornenndrehzahl	10.8 U/min
Nennwindgeschwindigkeit, V_r (1 Sekunden Mittelwert)	11,1 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit (10 Minuten Mittelwert)	28 m/s
Einschaltwindgeschwindigkeit (10 Minuten Mittelwert)	2,5 m/s
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit (1 Jahres Mittelwert)	7,71 m/s
Extremer 50-Jahres-Wind, V_{ref} (10 Minuten Mittelwert)	38,96 m/s
Turbulenzkategorie	A
Lebensdauer*	25 Jahre

* Tausch von Komponenten des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems nach 20 Jahren erforderlich

Tabelle 1

In der folgenden Tabelle sind die möglichen Turm- und Gründungsvarianten mit den entsprechenden Prüfberichten gelistet:

Nabenhöhe	160 m
Turmkonstruktion	Betonfertigteilturm [1]
Fundament	Flachgründung mit Auftrieb [2]
	Tiefgründung mit Auftrieb [3]

Tabelle 2

Detaillierte Beschreibungen der Bauteile Turm und Fundament sind in den zitierten Prüfberichten zu finden.

3. Prüfgrundlage

Der Prüfung wurden die folgenden Normen und Richtlinien zugrunde gelegt:

/1/ „Richtlinie für Windenergieanlagen“, herausgegeben vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt), Version 2012, korrigierte Fassung März 2015

/2/ DIN EN IEC 61400-1:2019 „Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019“

/3/ EN IEC 61400-1:2019 „Wind turbines – Part 1: Design requirements”

/4/ “Stellungnahme DIBt / IEC 61400-1 Ed. 4”, erstellt von DKE, vom 31.08.2020

Nach der Anerkennungsnotiz im Vorwort von /2/ entspricht die Norm /2/ inhaltlich /3/. Entsprechend kann in den in Abschnitt 5 gelisteten gutachtlichen Stellungnahmen gleichwertig /2/ oder /3/ als Prüfgrundlage verwendet werden.

In der DIBt-Richtlinie /1/ sind die älteren Versionen von /2/ aus den Jahren 2004 bzw. 2011 für die Ermittlung der Einwirkungen zugelassen. Mit diesem Prüfbescheid und gemäß Stellungnahme des DKE/AK 383.0.1 /4/ wird bestätigt, dass auch bei Anwendung der neuesten Version der DIN EN IEC 61400-1 in ihrer Gesamtheit das geforderte Sicherheitsniveau der DIBt-Richtlinie /1/ eingehalten wird und somit Konformität mit /1/ besteht.

In den Prüfberichten in Abschnitt 4 und gutachtlichen Stellungnahmen in Abschnitt 5 sind die jeweils zugrunde gelegten Normen und Richtlinien genannt.

4. Prüfberichte zur bautechnischen Prüfung

Gegenstand der Typenprüfung ist die Prüfung der Standsicherheitsnachweise sowie die Prüfung der zugehörigen Konstruktionszeichnungen für den Turm und die zugehörigen Gründungen entsprechend Tabelle 2.

Die im Rahmen der Prüfungen eingereichten Unterlagen sind in den folgenden Prüfberichten aufgelistet.

Die geprüften und mit rundem Prüfstempel versehenen Unterlagen entsprechen den Anforderungen der DIBt-Richtlinie /1/ sowie den in den folgenden Prüfberichten genannten Normen und Richtlinien und sind im Wesentlichen vollständig und richtig.

Die Prüfung der Podeste, Besteigeeinrichtungen und Innenausbauten des Turmes ist nicht Bestandteil dieser Typenprüfung.

Industrie Service

[1] „Prüfbericht für eine Typenprüfung Prüfung der Standsicherheit – Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22) Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3, 160 m Nabenhöhe Windzone 2, Geländekategorie II, Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 15 Seiten,
Dokument Nr. 3362973-1-d, Rev. 1, Datum 2023-09-19

[2] „Prüfbericht für eine Typenprüfung Prüfung der Standsicherheit - Flachgründung Turm: Enercon E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22) Fundament: FlmA ∅ = 22,50 m Windzone 2, Geländekategorie II, Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 8 Seiten,
Dokument Nr. 3662973-2-d, Rev. 0, Datum 2022-01-27

[3] „Prüfbericht für eine Typenprüfung Prüfung der Standsicherheit - Tiefgründung Turm: Enercon E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22) Fundament: TgmA ∅ = 23,00 m Windzone 2, Geländekategorie II, Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 10 Seiten,
Dokument Nr. 3662973-3-d, Rev. 0, Datum 2023-02-20

Die beiden Typenprüfberichte der Fundamente [2] und [3] verweisen auf Revision 0 des Typenprüfberichtes des Hybridturmes [1]. Die Änderungen in Revision 1 von [1] haben keine Auswirkung auf die Gültigkeit der Typenprüfberichte [2] und [3]. Somit sind die beiden Typenprüfberichte [2] und [3] auch in Kombination mit der hier zitierten Revision 1 des Typenprüfberichtes zum Turm [1] gültig.

5. Gutachtliche Stellungnahmen

Die folgenden gutachtlichen Stellungnahmen gemäß /1/ Abs. 3.I. wurden im Rahmen dieser Typenprüfung vorgelegt:

- Bestätigung der Schnittgrößen für den Nachweis von Turm und Gründungen, Rotorblätter und Maschinenbau (Lastgutachten)
- Nachweis der Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitsgutachten)
- Nachweis der Rotorblätter
- Nachweis der maschinenbaulichen Komponenten (Maschinengutachten)
- Nachweis der Verkleidung von Maschinenhaus und Nabe
- Nachweis für die elektrotechnischen Komponenten und den Blitzschutz

Als Grundlage für die Lastannahmen gilt die folgende gutachtliche Stellungnahme:

[4] „Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01), DIBt WZ2, GK II - Lastannahmen für Turm und Fundament -“, erstellt von TÜV NORD CERT GmbH, 12 Seiten,
Dokument Nr. 8119224863-1 D IV, Revision 0, Datum 2022-12-19

Für die weiteren oben genannten Unterlagen gilt die folgende Zusammenstellung der gutachtlichen Stellungnahmen:

[5] „Zusammenstellung Gutachtlicher Stellungnahmen für die Typenprüfung der Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3“, erstellt von TÜV NORD CERT GmbH, 5 Seiten,
Dokument Nr. 8119224863 D, Rev. 0, Datum 2022-12-21

Die Zusammenstellung von gutachtlichen Stellungnahmen ist im Sinne der DIBt Richtlinie /1/ Abschnitt 3.I vollständig. Die Unterlagen gemäß Abschnitt 3.J, K und L sind mit dem Maschinengutachten noch nicht bestätigt. Die in den gutachtlichen Stellungnahmen vorgegebenen Werte und

Industrie Service

Eigenschaften wurden in den Nachweisen von Turm und Gründungen berücksichtigt. Die gutachtlichen Stellungnahmen bestätigen die Übereinstimmung mit den in Abschnitt 3 gelisteten Prüfgrundlagen.

6. Zusammenfassung

Die eingereichten gutachtlichen Stellungnahmen und Prüfberichte für den Turm und die zugehörigen Gründungen der Windenergieanlage vom Typ ENERCON E-138 EP3 E3 entsprechen den Anforderungen der DIBt-Richtlinie /1/.

Die Anforderungen an die Standsicherheit des Turmes und der Gründungen sind erfüllt, vorausgesetzt, alle in den Prüfberichten und diesem Prüfbescheid genannten Auflagen sowie alle Auflagen und Bemerkungen der zugehörigen gutachtlichen Stellungnahmen werden beachtet bzw. vollzogen. Eine Übersicht der Auflagen kann Anlage 1 dieses Typenprüfbescheids entnommen werden.

Der Turm und die zugehörigen Gründungen sind mindestens alle 2 Jahre durch einen Sachverständigen für Windenergieanlagen auf den Erhaltungszustand hin zu überprüfen. Wenn von der Herstellerfirma eine laufende (mindestens jährliche) Überwachung und Wartung der Windenergieanlage durchgeführt wird, kann der Zeitraum der Fremdüberwachung auf 4 Jahre verlängert werden. Über die Überprüfung bzw. Überwachung und Wartung ist mindestens alle 2 Jahre ein Bericht zu erstellen.

7. Auflagen

1. Bis zur Inbetriebnahme der ersten Anlage muss eine gutachtliche Stellungnahme mit Bestätigung der Unterlagen gemäß Abschnitt 3.J, K und L der DIBt-Richtlinie /1/ vorgelegt werden.

Für die Verlängerung der Typenprüfung sind die eingereichten Unterlagen, insbesondere die Zeichnungen und die Berechnungen für den Turm und die zugehörigen Gründungen, zu einer erneuten Überprüfung hinsichtlich geänderter Vorschriften oder Richtlinien vorzulegen.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit für die
bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen

Der Bearbeiter

C. Reuter

Der Leiter

i.V. S. Mayer

Industrie Service

Anlage 1:

Detaillierter Verweis auf die einzelnen Auflagen der zugrundeliegenden Prüfberichte und Gutachtlichen Stellungnahmen:

[1]	Kapitel 9, Auflagen 1 bis 26
[2]	Kapitel 10, Auflagen 1 bis 10
[3]	Kapitel 10, Auflagen 1 bis 15
[4]	Kapitel 6, Auflagen 6.1 und 6.2
[5]	Alle in den in [5] zitierten gutachtlichen Stellungnahmen genannten Prüfbemerkungen sind zu beachten beziehungsweise zu vollziehen.

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

Industrie Service

Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 19.09.2023

Prüfnummer: **3362973-1-d Rev. 1**

Objekt: **Prüfung der Standsicherheit – Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22)**
Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3,
160 m Nabenhöhe
Windzone 2, Geländekategorie II
Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0

Prüfgrundlage: DIBt-Richtlinie 2012

Hersteller Wind-energieanlage: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich

Konstruktion und Berechnung Betonteil: Max Bögl Wind AG
Max-Bögl-Straße 1
92369 Sengenthal

Konstruktion und Berechnung Stahlteil: Max Bögl Wind AG
Max-Bögl-Straße 1
92369 Sengenthal

Auftraggeber: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich

Gültig bis: 26.01.2028

Unsere Zeichen:
IS-ESW-MUC/CRE

Dokument:
3362973-1-d_Rev1_ENERCON_E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01_Hybrid Turm E22

Das Dokument besteht aus 15 Seiten.
Seite 1 von 15

Die auszugsweise Wiedergabe des Dokumentes und die Verwendung zu Werbezwecken bedürfen der schriftlichen Genehmigung der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände.

Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV unter www.tuvsud.com/impressum

Aufsichtsrat:
Reiner Block (Vors.)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Thomas Kainz, Simon Kellerer

Telefon: +49 89 5791-3146
Telefax: +49 89 5791-2956
www.tuvsud.com/de-is

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit für die bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen
Westendstraße 199
80686 München
Deutschland

Revision	Datum	Änderungen
0	27.01.2023	Erstfassung
1	19.09.2023	Dokument [24] aktualisiert. Dokumente [10] und [26] ergänzt. Zeichnungen [A1], [A4] und [A5] aktualisiert

Inhaltsverzeichnis

1. Unterlagen 3
1.1. Geprüfte Unterlagen 3
1.2. Eingesehene Unterlagen 3
2. Prüfgrundlage 5
3. Beschreibung 7
3.1. Maße: 7
3.2. Baustoffe: 7
3.3. Lastannahmen: 8
4. Prüfumfang 8
5. Prüfbemerkungen 9
6. Prüfergebnis 11
Auflagen 12
Anhang 1: Verzeichnis geprüfter Pläne 15

Industrie Service

1. Unterlagen

1.1. Geprüfte Unterlagen

Folgende Dokumente, erstellt von Max Bögl Wind AG, wurden zur Prüfung vorgelegt:

[1] „Statische Berechnung, Max Bögl Hybridturm E22, Bauteil: Spannbetonturm“,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 3, Datum 2022-11-24
ENERCON Dokument Nr. D02653937-3

[2] Statische Berechnung „Stahlturm Max Bögl Hybridturm E22“,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 3, Datum 2022-10-10
ENERCON Dokument Nr. D02653938-3

[3] „Statische Berechnung der Bauzustände, Max Bögl Hybridturm E22“, Kapitel 1 bis 9,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 3, Datum 2022-11-11
ENERCON Dokument Nr. D02653940-3

[4] „Spannanweisung der Spannglieder, Max Bögl Hybridturm E22“,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 1, Datum 2022-07-29
ENERCON Dokument Nr. D02653941-1

[5] „Spannanweisung der Ankerstäbe, Max Bögl Hybridturm E22“,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 2, Datum 2022-11-01
ENERCON Dokument Nr. D02653942-2

[6] „Anforderungen an das Fundamentdesign, Max Bögl Hybridturm-E22“,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 2, Datum 2022-11-11
ENERCON Dokument Nr. D02653939-2

[7] „Lastvergleich / Überprüfung der Turm- und Fundamentstatik aufgrund neuer Lasten (FMEA) für den Max Bögl Hybridturm Turmtyp E22“,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 02, Datum 2023-01-24
ENERCON Dokument Nr. D02769658-2

[8] Pläne gemäß Planliste in Anhang 1

1.2. Eingesehene Unterlagen

Folgende Dokumente wurden im Rahmen der Prüfung zusätzlich zur Information herangezogen:

Lasten:

[9] „Lastenbericht Turm, E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01, Abdeckende Betriebs- und Extremlasten für den Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 der WEA E-138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC“, erstellt von ENERCON GmbH, Dokument Nr. D02431956/0.2, Revision 0.2, Datum 2022-11-10

[10] „Lastenbericht Turm, E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01, Abdeckende Betriebs- und Extremlasten für den Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 der WEA E-138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC“, erstellt von ENERCON GmbH, Dokument Nr. D02431956/0.3, Revision 0.3, Datum 2023-02-08

[11] Excel-Datei „D02799284_0.1_en_Load_Comparison_E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01_FMEA.xlxs“, erstellt von ENERCON GmbH,
Dokument Nr. D02799284/0.1, Revision 0.1, übermittelt 2022-12-21

[12] „Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01), DIBt WZ2, GK II - Lastannahmen für Turm und Fundament -“, erstellt von TÜV NORD CERT GmbH,
Dokument Nr. 8119224863-1 D IV, Revision 0, Datum 2022-12-19

Betonturm:

[13] „Spezifikation für den Max Bögl Hybridturm“, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Projekt Nr. 21683, Rev. i, Datum 2021-06-23

[14] „Prüfbericht Spezifikation – Max Bögl Hybridturm“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH,
Dokument Nr. 3149390-1-d, Rev. 2, Datum 2021-11-26

[15] „Ausführungsbeschreibung zu den Planungsgrundlagen, Ansatz einer reduzierten Turmschiefstellung von 200mm“,
Projekt Nr. 21683, Rev. a, Datum 2018-05-03

[16] Allgemeine Bauartgenehmigung „SUSPA Draht EX für Windenergieanlagen“ erstellt vom Deutschen Institut für Bautechnik,
Zulassungsnr. Z-13.3-141, vom 16.04.2021, Geltungsdauer bis 25.03.2026

[17] Allgemeine Bauartgenehmigung „Anwendungsregeln für das Spannverfahren SUSPA-Draht Ex nach ETA-07/0186“, erstellt vom Deutschen Institut für Bautechnik,
Zulassungsnr. Z-13.73-70186, vom 25.03.2021, Geltungsdauer bis 25.03.2026

[18] European Technical Assessment „SUSPA – Wire EX, External post-tensioning kit for prestressing of structures with 30 to 84 prestressing steel wires”, erstellt vom Österreichischen Institut für Bautechnik,
Dokument Nr. ETA-07/0186, vom 16.11.2020

[19] Allgemeine Bauartgenehmigung „Anwendungsregeln für das Spannverfahren SUSPA-Draht Ex nach ETA-20/0810“, erstellt vom Deutschen Institut für Bautechnik, 18 Seiten,
Zulassungsnr. Z-13.73-200810, vom 25.03.2021, Geltungsdauer bis 25.03.2026

[20] European Technical Assessment „Wire EX Wind, External post-tensioning kit for prestressing of structures with 30 to 84 prestressing steel wires”, erstellt vom Österreichischen Institut für Bautechnik,
Dokument Nr. ETA-20/0810, vom 16.11.2020

[21] Allgemeine bauaufsichtliche Zulassung Hochfeste Betone der Max Bögl GmbH & Co. KG“, erstellt vom Deutschen Institut für Bautechnik,
Zulassungsnr. Z-3.51-2036, vom 30.01.2019, Geltungsdauer bis 15.02.2024

[22] Allgemeine bauaufsichtliche Zulassung „Geschweißte Bewehrungselemente aus Betonstahl B500B für erhöhte dynamische Beanspruchung, Nenndurchmesser: 10.0 und 12.0 mm“, erstellt vom Deutschen Institut für Bautechnik,
Zulassungs-Nr. Z-1.3-284, vom 29.05.2019, Geltungsdauer bis 01.06.2024

[23] „Statische Berechnung für den Max Bögl Hybridturm RT2.0, Bauteil: Spannglied-verankerung“, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Projekt Nr. 21683, Rev. i, Datum 2021-03-02

[24] „Gutachtliche Stellungnahme Hybridtürme für Windenergieanlagen – Bauteile für Spann-gliedverankerung 3.0 – Statischer Nachweis der Bauteile für die untere Spanngliedverankerung von Hybridtürmen für Windenergieanlagen gemäß DIBt Richtlinie

Industrie Service

Fassung Oktober 2015", erstellt von TÜV NORD CERT GmbH,
Dokument Nr. 8118409048-6 D, Rev. 2, vom 2022-03-22

[25] „Gutachterliche Stellungnahme zum Vorspannen von Ankerbolzen großer Nenndurchmesser in Hybridtürmen von Windenergieanlagen", erstellt von Univ.-Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann,
keine Dokument Nr., Datum 2017-12-15

[26] Gutachten „Modell für die Ermüdungsbemessung hochfester Betone der Max Bögl Fertigteilwerke GmbH & Co. KG", erstellt von Univ.-Prof. Dr.-Ing. Steffen Marx,
keine Dokument Nr., vom 08.10.2020

Stahlturm:

[27] Zeichnung „Turmflansch Spezifikation-D3868-150xM30", erstellt von ENERCON GmbH,
Zeichnung Nr. D02133917/0.1, Datum 2021-02-05

[28] „Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 Bolted Connection – Yaw Bearing and Tower Head Flange Statics and Fatigue Strength for Loads according to: IEC ed. 4, WC IIA, Normal Climate DIBt 2012, WZ S", erstellt von ENERCON GmbH,
Dokument Nr. D02524598/1.0, Revision 2.0, Datum 2022-01-24

[29] „Gutachtliche Stellungnahme für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, verschiedene Konfigurationen, WZ S, GK S - Turmkopfflanschbaugruppe - ",
erstellt von TÜV NORD CERT GmbH,
Dokument Nr. 8119224863-11 D, Revision 0, Datum 2022-02-07

[30] "Klassifizierung eines Kerbfalls auf Basis des Strukturspannungskonzeptes Stahlturmschale mit angeschweißten Butzen", erstellt von Max Bögl Wind AG,
keine Dokument Nr., Rev. c, Datum 2020-03-04

[31] "Gutachtliche Stellungnahme Bewertung der Konstruktion - Stahlrohrturm Strukturmechanische Bestimmung von Kerbfallgruppen für Anschweißbuchsen", erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH,
Dokument Nr. 3170193-1-d, Rev. 1, Datum 2020-03-20

2. Prüfgrundlage

Die Prüfung der Unterlagen erfolgte gemäß folgender Richtlinie:

/1/ „Richtlinie für Windenergieanlagen", herausgegeben vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt), Ausgabe Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015

Zur Prüfung wurden zusätzlich folgende Normen und Richtlinien herangezogen:

/2/ DIN EN 1991-1-1:2010 „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke – Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau; Deutsche Fassung EN 1991-1-1:2002 + AC:2009" mit nationalem Anhang
DIN EN 1991-1-1/NA:2010 + DIN EN 1991-1-1/NA/A1:2015

/3/ DIN EN 1991-1-4:2010 „Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010", mit nationalem Anhang DIN EN 1991-1-4/NA:2010

Industrie Service

/4/ DIN EN 1992-1-1:2011 „Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetonbauwerken –Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1992-1-1:2004 + AC:2010“ + DIN EN 1992-1-1/A1:2015, mit nationalem Anhang DIN EN 1992-1-1/NA:2013 + DIN EN 1992-1-1/NA/A1:2015

/5/ DIN EN 1993-1-1:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1993-1-1:2005 + AC:2009“ + DIN EN 1993-1-1/A1:2014, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-1/NA:2015

/6/ DIN EN 1993-1-6:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-6: Festigkeit und Stabilität von Schalen; Deutsche Fassung EN 1993-1-6:2007 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-6/NA:2010

/7/ DIN EN 1993-1-8:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-8: Bemessung von Anschlüssen; Deutsche Fassung EN 1993-1-8:2005 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-8/NA:2010

/8/ DIN EN 1993-1-9:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-9: Ermüdung; Deutsche Fassung EN 1993-1-9:2005 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-9/NA:2010

/9/ DIN EN 1993-1-10:2010 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Teil 1-10: Stahlsortenauswahl im Hinblick auf Bruchzähigkeit und Eigenschaften in Dickenrichtung; Deutsche Fassung EN 1993-1-10:2005 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1993-1-10/NA:2010

/10/ DIN EN 1998-1:2010 „Eurocode 8: Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben – Teil 1: Grundlagen, Erdbebeneinwirkungen und Regeln für Hochbauten; Deutsche Fassung EN 1998-1:2004 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1998-1/NA:2011

/11/ DIN 4149:2005 „Bauten in deutschen Erdbebengebieten – Lastannahmen, Bemessung und Ausführung üblicher Hochbauten“

/12/ DIN EN 1090-2:2018 „Ausführung von Stahltragwerken und Aluminiumtragwerken – Teil 2: Technische Regeln für die Ausführung von Stahltragwerken; Deutsche Fassung EN 1090-2:2018“

/13/ DIN EN 14399-4:2015 „Hochfeste vorspannbare Garnituren für Schraubverbindungen im Metallbau – Teil 4: System HV – Garnituren aus Sechskantschrauben und -muttern; Deutsche Fassung EN 14399-4:2015“

/14/ DASt – Richtlinie 021:2013 “Schraubenverbindungen aus feuerverzinkten Garnituren M 39 bis M 72 entsprechend DIN EN 14399-4, DIN EN 14399-6“

/15/ DIN EN ISO 898-1:2013 „Mechanische Eigenschaften von Verbindungselementen aus Kohlenstoffstahl und legiertem Stahl – Teil 1: Schrauben mit festgelegten Festigkeitsklassen – Regelgewinde und Feingewinde (ISO 898-1:2013); Deutsche Fassung EN ISO 898-1:2013”

/16/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 439: „Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB/FIP Model Code 1990“, Ausgabe 1994

/17/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 600: „Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“, Ausgabe 2012

Industrie Service

3. Beschreibung

Der Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22) der Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3 besteht aus einem aus Fertigteilen zusammengesetzten, konischen Stahlbetonturm mit Stahlrohraufsatz. Der Betonteil besteht aus 30 Segmenten und einem einteiligen Adapterring, der Stahlrohraufsatz aus 3 Sektionen.

Die konischen Betonfertigteilelemente haben einen kreisringförmigen Querschnitt und werden aus Drittelschalen zusammengesetzt. Die horizontalen Fugen zwischen den Betonfertigteilen werden planmäßig trocken ausgeführt. Die Fuge am Turmfuß wird mit Verguss hergestellt. Die vertikalen Fugen der Teilsegmente werden trocken ohne Verbund ausgeführt. Am oberen Ende der Vertikalfuge befindet sich eine Kontaktfläche zur Übertragung von Druckkräften, oben und unten werden Schraubelemente angeordnet.

Der Betonschaft wird mit externen, im Inneren des Turms liegenden Spanngliedern vorgespannt. Die Spannglieder laufen vom obersten Segment des Betonturms bis zur Verankerung im Fundament, die als Ankerstangenkonstruktion mit Ankerplatte ausgeführt ist.

Die Verbindung zwischen der unteren Stahlsektion und dem obersten Betonelement wird als L-förmige Ringflanschverbindung mit vorgespannten Ankerstäben ausgeführt.

Die Sektionen des Stahlrohraufsatzes sind durch innenliegende Ringflansche mittels vorgespannter Schraubenverbindungen untereinander verbunden. Die einzelnen Teilsegmente sind durch Stumpfnähte miteinander verschweißt.

3.1. Maße:

Nabenhöhe:	160 m
Gesamtlänge Turm:	155,73 m
Außendurchmesser Turmwandung am Turmfuß:	8,728 m
Außendurchmesser Turmkopfflansch:	4,017 m

Weitere Angaben können den Zeichnungen [8] entnommen werden.

3.2. Baustoffe:

Betonfertigteile	C100/115 mit Expositionsklassen XC4, XF1, WF gemäß DIN EN 1992-1-1 /4/ und [21] C90/105 mit Expositionsklassen XC4, XF1, WF gemäß DIN EN 1992-1-1 /4/ und [21] C80/95 mit Expositionsklassen XC4, XF1, WF gemäß DIN EN 1992-1-1 /4/ und [21] Für alle Segmente wird selbstverdichtender Beton gemäß DIN EN 206-9 und abZ [21] eingesetzt.
Vergussmörtel	≥ C70/85 gemäß DIN EN 1992-1-1 /4/
Betonstahl	B500B gemäß DIN EN 1992-1-1 /4/ und [22]
Spannsystem	20 Spannglieder System SUSPA Draht EX-72, 72 Spannstahldrähte St 1570/1770 mit 38,5 mm² Nennquerschnitt gemäß [16] und [17] in Verbindung mit [18] bzw. [19] in Verbindung mit [20]

Schrauben in vertikaler Fuge M24-8.8 gemäß DIN EN ISO 4014

Turmwand	S355 J2+N gemäß DIN EN 10025
Ringflansche	S355 NL gemäß DIN EN 10025
Turmfußflansch	S355 NL gemäß DIN EN 10025
Schraubengarnituren	M36-10.9 gemäß DIN EN 14399-4 /12/ M48-10.9 gemäß DASt-Richtlinie 021 /14/
Gewindebolzen (Adapter)	M56-10.9 gemäß DIN EN ISO 898-1 /15/
Ankerring (Adapter)	S355 J2 gemäß DIN EN 10025
Lastverteilplatte (Adapter)	S355 J2 gemäß DIN EN 10025

3.3. Lastannahmen:

Die dimensionierenden Lasten für die Prüfung des Turms der oben genannten Windenergieanlage sind in [9] für die Grenzzustände der Tragfähigkeit und der Gebrauchstauglichkeit angegeben. Diese Lasten wurden mit der gutachtlichen Stellungnahme [12] bestätigt und werden als richtig vorausgesetzt. Die neue Revision des Lastenberichts [10] enthält lediglich redaktionelle Änderungen. Somit ist Lastenbericht [10] für diesen Turm ebenso gültig. Die angesetzte Entwurfslebensdauer der Windenergieanlage beträgt 25 Jahre.

In Lastvergleich [7] wurde gezeigt, dass das Turmdesign auch für die Lasten aus [11] verwendet werden kann. Lastdokument [11] wurde ebenfalls mit [12] bestätigt.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden nicht berücksichtigt.

Eigengewichte wurden gemäß DIN EN 1991-1-1 /2/ und nach Herstellerangaben berücksichtigt.

Turmkopfmasse: 289,8 t

4. Prüfumfang

Dieser Prüfbericht für eine Typenprüfung umfasst die Prüfung hinsichtlich der Standsicherheit des in Abschnitt 3 beschriebenen Hybridturms auf Basis der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen.

Für eine vollständige Typenprüfung sind alle in Dokument /1/, Kapitel 3 im Abschnitt I gelisteten gutachtlichen Stellungnahmen sowie ein zusammenfassender Prüfbescheid zur Typenprüfung erforderlich. Diese können bis spätestens zu Baubeginn der ersten Anlage nachgereicht werden.

Weitere Prüfungen wie die Überprüfung der Bauausführung, der Standorteignung, des Fundaments, des Blitzschutz-/Erdungskonzepts und der Turmeinbauten sind nicht Gegenstand dieses Berichtes.

Abweichungen von den geprüften Unterlagen und Prüfgrundlagen bezüglich Konstruktion, Lasten, Randbedingungen, Ausführung und Anlagensteuerung, die Einfluss auf die Standsicherheit haben, sind durch diesen Bericht nicht abgedeckt und erfordern eine Überarbeitung der Berechnung und eine erneute Prüfung.

Es wird davon ausgegangen, dass Hersteller und Betreiber ihren Verpflichtungen zur Gewährleistung des sicheren Betriebes der Anlage nachkommen und über im Betrieb festgestellte, auslegungsrelevante Auffälligkeiten wie z.B. Schwingungsphänomene berichten und gegebenenfalls veranlassen, dass entsprechende Untersuchungen durchgeführt und neue Berechnungen zur Prüfung vorgelegt werden.

Industrie Service

5. Prüfbemerkungen

Die vorgelegten Nachweise wurden durch eigene Vergleichsrechnungen überprüft. Auf Basis der eingereichten Unterlagen und unserer Vergleichsrechnungen können ausreichende Sicherheiten bestätigt werden. Die Zeichnungen wurden auf Übereinstimmung mit den Annahmen der Berechnungen sowie den Vorgaben der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen geprüft.

Schnittstellen:

Die Berechnung des Turmkopfflansches mit dem Nachweis der Schweißverbindung in seinem Einflussbereich, des Radius und der Schraubverbindung zur Maschine gemäß Zeichnung [27] wurde in Dokument [28] durchgeführt und mit [29] bestätigt.

Die Nachweise der Lasteinleitung in den Vergussmörtel am Turmfuß werden mit diesem Prüfbericht bestätigt.

Die Nachweise der oberen und unteren Ankerplatten sowie der Ankerstangen der Spanngliedverankerung im Fundament wurden in Dokument [23] durchgeführt und mit [24] bestätigt. Mit diesem Prüfbericht wird bestätigt, dass die Randbedingungen der Nachweise in [23] für den vorliegenden Turm eingehalten sind.

Die Nachweise der Einbauteile für die Befestigung der Podeste und Einbauten sind nicht Bestandteil dieser Prüfung.

Eigenfrequenzen:

Die in [1] berechnete erste Eigenfrequenz liegt innerhalb des im Lastgutachten [12] angegebenen Gültigkeitsbereichs (0,192 Hz bis 0,223 Hz). Die dynamische Rotationsfedersteifigkeit aus der Interaktion von Fundament und Baugrund muss mindestens $k_{\varphi,dyn}$ = 310 GNm/rad betragen.

Die Eigenfrequenz liegt im Bereich der möglichen Erregerfrequenzen der Anlage. Daher ist eine betriebliche Schwingungsüberwachung vorzusehen, die mit dem Betriebs- und Sicherheitssystem der Anlage verbunden ist, siehe Auflage 2.

Imperfektionen:

Die Lasten aus [9] enthalten lediglich Effekte aus Theorie II. Ordnung. Zusätzliche Effekte aus einer Turmschiefstellung, von Differenzsetzungen des Fundaments von 3 mm/m sowie aus einer zusätzlichen Schiefstellung infolge der Berücksichtigung einer statischen Bodendrehfeder von $k_{\varphi,stat}$ = 50 GNm/rad wurden in [1] berücksichtigt.

Abweichend von /1/ wurden für die Turmschiefstellung statt 5 mm/m lediglich 200 mm an der Oberkante des Adapters angesetzt. In Dokument [15] wird das Vorgehen zur Ermittlung der Turmschiefstellung dargestellt.

Aufgrund der verschärften Toleranzgrenzen in Herstellung und Montage gemäß [15] und der rechnerischen Berücksichtigung der einseitigen Sonneneinstrahlung in [1] kann diese Abweichung akzeptiert werden.

Bauzustände, Querschwingungen:

Die Standsicherheit des Turms vor dem Vorspannen der Spannglieder wurde in [3] nachgewiesen. Nachweise wirbelerregter Querschwingungen wurden für verschiedene Errichtungszustände gemäß nachstehender Tabelle in [3] geführt. Die zeitliche Beschränkung gilt für den Fall, dass die angegebenen maximalen Windgeschwindigkeiten überschritten werden. Weitere hiervon abweichende Bau- und Montagezustände sowie Transportzustände sind nicht Gegenstand dieser Prüfung, siehe Auflage 5.

Bauzustand / vorübergehender Zustand	**Gesamte maximale Dauer oder Windgeschwindigkeit**	
Vorgespannter Betonturm ohne Stahlsektionen	1 Jahr	Die maximale Windgeschwindigkeit darf einen 10 Minuten-Mittelwert von 19,96 m/s nicht überschreiten
Vorgespannter Betonturm mit 1. Stahlsektion	30 Tage	Die maximale Windgeschwindigkeit darf einen 10 Minuten-Mittelwert von 14,97 m/s nicht überschreiten
Vorgespannter Betonturm mit 2. Stahlsektion	30 Tage	Die maximale Windgeschwindigkeit darf einen 10 Minuten-Mittelwert von 12,54 m/s nicht überschreiten
Vollständiger Turm (alle Stahlsektionen) ohne Gondel	30 Tage	Die maximale Windgeschwindigkeit darf einen 10 Minuten-Mittelwert von 9,02 m/s nicht überschreiten
Vollständiger Turm (alle Stahlsektionen) und Gondel ohne Rotor	30 Tage	Die maximale Windgeschwindigkeit darf einen 10 Minuten-Mittelwert von 4,49 m/s nicht überschreiten
Stillstandszeiten der fertiggestellten Anlage	1 Jahr über die Lebensdauer	

Kerbfallklassen:

Für die Berechnung des Turmes in [2] wurden die Kerbfallkategorien, sofern nicht anders angegeben gemäß DIN EN 1993-1-9 /8/ Bild 7.1, folgendermaßen angesetzt:

Lage gemäß Zeichnung [8] ([A9])	**Kerbfallkategorie / Anforderung**
Kerbfallklassen gemäß [30] und [31]. Die für jedes Turmblech zulässige Butzengröße der Anschweißteile und die zugehörigen Kerbfallklassen sind auf der Turmzeichnung [8] ([A9]) definiert.	
Bereich Turmkopfflansch	
Im vertikalen Abstand von 300 mm zur Schweißnaht des Turmkopfflansches	Keine Anschweißteile erlaubt
Rundnähte (wenn zutreffend auf beiden Seiten des genannten Bleches)	
Stumpfnaht zum Turmkopfflansch	KFK 112
Alle anderen Rundnähte	KFK 90

Ein Schwellenwert der Ermüdungsfestigkeit wurde nicht angesetzt.

Ermüdung:

Für die Nachweise des Grenzzustandes der Ermüdung wurde das Alter der Betonfertigteilsegmente zum Beginn der Ermüdungsbeanspruchung mit 28 Tagen und das Alter des Adapters mit 90 Tagen angesetzt.

Der Bemessungswert der Ermüdungsfestigkeit $f_{cd,fat}$ wurde auf Basis des Gutachtens [26] abweichend von der abZ [21] mit einem Versprödungsfaktor von 1,0 statt 0,9 angesetzt, siehe Auflage 19.

Abweichend von den Angaben in /4/ wird der Bemessungswert der Ermüdungsfestigkeit $\Delta\sigma_{Rsk}$ für geschweißte Bewehrungselemente gemäß [22] angesetzt.

Stahlsortenauswahl:

Die Stahlsortenauswahl nach DIN EN 1993-1-10 /9/ wurde in [2] für eine Bezugstemperatur T_{Ed} = -30°C durchgeführt.

Betondeckung:

In Anlehnung an DIN EN 1992-1-1 /4/, NDP zu 4.4.1.3 (3) wurde das Vorhaltemaß der Betondeckung um 5 mm abgemindert.

Teilsicherheitsbeiwert Betonfestigkeit:

Für die Nachweise der Betonfertigteile wurde in Anlehnung an DIN EN 1992-1-1 /4/, Abschnitt A.2.3 ein reduzierter Teilsicherheitsbeiwert von $\gamma_{c,\,red}$ = 1,35 angesetzt.

Ausführungsvarianten:

Bezüglich der Ankerschrauben im Adapterelement sind 2 Varianten möglich:

a) Mit Decordynbeschichtung gemäß [A7]
b) Mit Schrumpfschlauch gemäß [A8]

Änderungen Einbauteile:

Die Ergänzung und Änderung von Erdungsfestpunkten und Einbauteilen für Turmeinbauten im Betonteil haben in der Regel keinen Einfluss auf die Standsicherheit des Turmes.

Änderungen in der letzten Revision dieses Prüfberichts:

In den Zeichnungen [A1], [A4] und [A5] wurde das außenliegende Mantelblech des Adapters konstruktiv verlängert und im Bereich der äußeren Betondeckung des Adapters eine konstruktive Zusatzbewehrung angeordnet.

6. Prüfergebnis

Die Berechnung und die zugehörigen Konstruktionszeichnungen für den Hybridturm entsprechen den in Abschnitt 2 genannten Normen und Richtlinien und sind im Wesentlichen vollständig und richtig.

Die Anforderungen an die Standsicherheit des Turmtragwerkes sind erfüllt, vorausgesetzt, die nachstehenden Auflagen sowie alle Auflagen und Bemerkungen der zugehörigen Prüfberichte und Gutachten werden beachtet bzw. vollzogen.

Der Turm der Windenergieanlage ist für Standorte entsprechend den Lastannahmen in [9] und [11] geeignet.

Die Prüfung der technischen Unterlagen für den Turm ist hiermit abgeschlossen.

Industrie Service

Auflagen

Allgemein

1. Sollten Schwingungsphänomene festgestellt werden, die in den Lastannahmen in [9] und [11] nicht berücksichtigt wurden, so sind entsprechende Untersuchungen durchzuführen und gegebenenfalls neue Berechnungen zur Prüfung vorzulegen.
2. Die Anlage ist mit einer betrieblichen Schwingungsüberwachung auszurüsten, die in der Lage sein muss, auftretende Schwingungen entsprechend den Annahmen im Lastdokument [9] und [11] zu begrenzen.
3. Die in Abschnitt 5 angegebenen Mindestwerte der Steifigkeiten aus dem Zusammenwirken von Fundament und Baugrund dürfen nicht unterschritten werden.
4. Es ist für jede Anlage sicherzustellen, dass der Bereich der zulässigen Eigenfrequenzen gemäß Abschnitt 5 eingehalten wird.
5. Bauzustände und Stillstandszeiten der Anlage sind gemäß den Angaben in Abschnitt 5 zeitlich zu beschränken. Falls die zulässigen Zeiten überschritten werden oder die Gondel zu einem späteren Zeitpunkt vom Turm genommen wird, so sind geeignete Maßnahmen zur Verhinderung von wirbelerregten Querschwingungen zu treffen.
6. Gemäß Dokument [3] ist in der statischen Berechnung der Fundamente nachzuweisen, dass unter der Bemessungssituation BS-T in der Sohlfuge Klaffen bis maximal zum Schwerpunkt (2. Kernweite) für den Bauzustand „vollständige Errichtung der Windenergieanlage ohne Erdüberschüttung“ eingehalten ist.

Stahlsektionen

7. Der Korrosionsschutz der Turmaußenseite (Turminnenseite) ist für eine Korrosivitätskategorie C4 (C3) nach DIN EN ISO 12944 auszuführen. Bei Aufstellung in Industrienähe mit hoher Feuchte und aggressiver Atmosphäre oder Meeresnähe mit hoher Salzbelastung ist für die Turmaußenseite eine Korrosivitätskategorie C5 erforderlich. Für die Schutzdauer ist die Klasse „hoch“ gemäß DIN EN ISO 12944-5 anzusetzen, dies entspricht einer angestrebten Zeitspanne von mindestens 15 Jahren bis zur ersten planmäßigen Instandsetzungsmaßnahme aus Korrosionsschutzgründen.
8. Sämtliche in Dickenrichtung belasteten Bauteile (z.B. Flansche und Zargen) müssen hinsichtlich der Dopplungsfreiheit nach EN 10160, Qualitätsklasse S1 und E1, oder einem äquivalenten Standard ultraschallgeprüft sein.
9. Der Stahlrohrturm darf nur von Herstellern mit einer Qualifizierung gemäß DIN EN 1090-1 für mindestens Ausführungsklasse EXC3 gefertigt werden.
10. Die Fertigung des Stahlrohrturmes muss den Anforderungen der DIN EN 1090-2 Ausführungsklasse EXC3 entsprechen.
11. Die Anschlusspunkte aller zusätzlich an die Turmwand angeschweißten Teile (z.B. Besteigeeinrichtungen) müssen mindestens den in Abschnitt 5 angegebenen Kerbfallklassen entsprechen.
12. Die Schweißnähte des Turmes müssen den Anforderungen der Kerbfallklassen gemäß Abschnitt 5 entsprechen.
13. Im vertikalen Abstand von 300 mm zur Schweißnaht des Turmkopfflansches dürfen keine zusätzlichen Teile angeschweißt werden.

Industrie Service

14. Beim Anschweißen der Flansche an die Turmwand ist fachgerecht vorzuwärmen.

Betonteil

15. Infolge der Reduzierung des Vorhaltemaßes der Betondeckung der Fertigteilsegmente ist eine erhöhte Qualitätskontrolle gemäß DIN EN 1992-1-1/NA, 4.4.1.3 (3) bei der Herstellung erforderlich.

16. Aufgrund der Reduktion des Teilsicherheitsbeiwerts des Betons auf $\gamma_{c,\,red} = 1{,}35$ sind gemäß DIN EN 1992-1-1 /4/, A.2.3 Maßnahmen zur erhöhten Qualitätssicherung erforderlich. Die Maßnahmen sind vom Hersteller in Abstimmung mit der zuständigen Überwachungsstelle festzulegen und zu dokumentieren.

17. Die Bestimmungen der allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassungen für die Spannverfahren [16] bis [20] sowie für die Hochfestbetone [21] und geschweißten Bewehrungselemente [22] in der hier spezifizierten Fassung sind zu beachten.

18. Zum Zeitpunkt der Herstellung des Turmes ist eine gültige Version der zitierten Zulassungen [16] bis [22] vorzulegen und gegebenenfalls die Gleichwertigkeit mit der hier zitierten Version nachzuweisen.

19. Die gewählten Ansätze für die Ermüdungsfestigkeit des Betons sind mit einer aktualisierten abZ [21] zu bestätigen. Die aktualisierte abZ [21] oder ein entsprechender bautechnischer Nachweis (Typengenehmigung) ist unaufgefordert vorzulegen und muss vor Inbetriebnahme des ersten Turms der hier genannten Anlage vorliegen. Falls der allgemeine Anwendbarkeitsnachweis noch nicht rechtzeitig erteilt sein sollte, ist für den verwendeten Ansatz eine vorhabenbezogene Bauartgenehmigung als Anwendbarkeitsnachweis vorzulegen. Dieser Nachweis kann bei der jeweils zuständigen Obersten Baubehörde beantragt werden.

20. Der Zeitpunkt des Erreichens der erforderlichen Festigkeiten des Vergussmörtels und des Betons für das Vorspannen ist zu bestimmen und durch fachgerecht, unter Berücksichtigung der standortspezifischen Umgebungsbedingungen gelagerte Proben zu überprüfen und zu dokumentieren. Die Druckfestigkeit des Vergussmörtels und des Betons muss zum Zeitpunkt des Vorspannes der Spannglieder mindestens die Festigkeit aus Kap. 9 von [3] betragen.

21. Für das Vorspannen der Spannglieder ist die Spannanweisung [4] heranzuziehen. Über das Spannen der Spannglieder ist ein Spannprotokoll zu führen.

22. Für das Vorspannen der Ankerschrauben ist die Spannanweisung [5] heranzuziehen. Es ist bei beiden Vorspannstufen eine Qualitätskontrolle des Anziehvorgangs nach DIN EN 1090-2 /12/, 12.5.2 durchzuführen, um eine stichprobenartige Überprüfung des erzielten Vorspanniveaus sicherzustellen.

23. Bis zum Beginn der Ermüdungsbeanspruchung muss der Adapter mindestens 90 Tage alt sein. Der dabei rechnerisch angesetzte Wert für die Nacherhärtung des Betons $\beta_{cc} = 1{,}09$ ist durch erweiterte Erstprüfungen und Produktionskontrollen nachzuweisen.

24. Der rechnerisch angesetzte E-Modul des Betons im Adapter zwischen 45.000 N/mm² und 53.000 N/mm² ist sicherzustellen.

Prüfintervalle

25. Die planmäßige Vorspannung der Schraubverbindungen ist nach Inbetriebnahme gemäß den Vorgaben der DIBt-Richtlinie /1/ (Abschnitt 13.1 Anmerkung 1) erneut zu kontrollieren und ggf. nachzuspannen. Wenn die 2. Vorspannstufe der Ankerschrauben des Adapters innerhalb dieses Zeitraums aufgebracht wird, kann die zuvor genannte Prüfung dieser Ankerschrauben hierdurch ersetzt werden.

Industrie Service

26. Die Anforderungen an die wiederkehrenden Prüfungen gemäß der DIBt-Richtlinie /1/ sind zu beachten.

Für die Verlängerung der Typenprüfung sind die Zeichnungen und die Berechnungen zu einer erneuten Überprüfung hinsichtlich geänderter Vorschriften oder Richtlinien vorzulegen.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit für die
bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen

Der Bearbeiter

C. Reuter

Der Leiter

i.V. S. Mayer

Industrie Service

Anhang 1: Verzeichnis geprüfter Pläne

Betonteil (erstellt von Max Bögl)

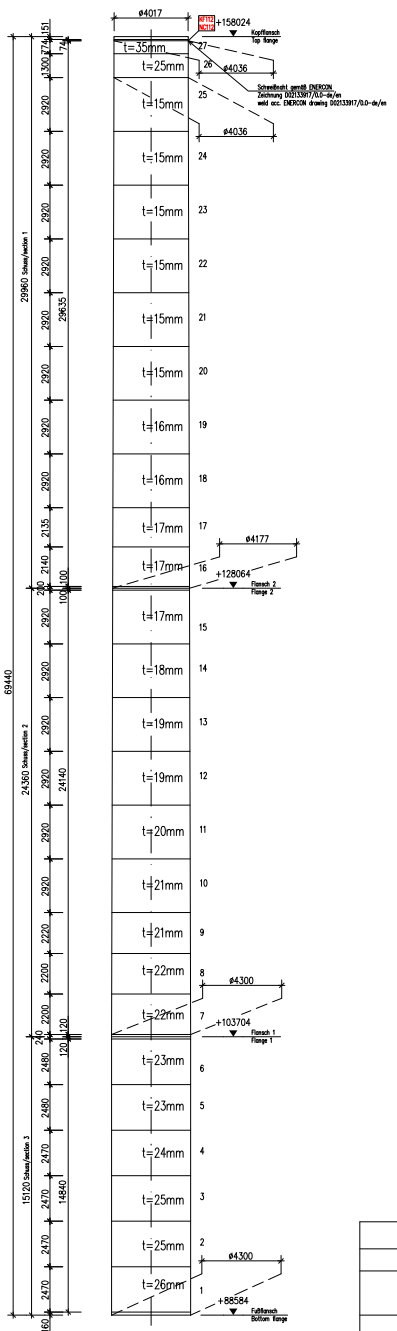
Nr.	Planbezeichnung	Ind.	Titel	Datum
[A1]	DE-E22-001-XX-X-Uebersicht ENERCON Dok. Nr. D02653944-1	a	Übersichtsplan Gesamtturm NH = 160.0m, Spannglieds. „SUSPA“	2023-08-23
[A2]	DE-E22-095-XX-X-Schalplan ENERCON Dok. Nr. D02653948-0	-	Schalplan Rohteile C–Ringe	2022-06-01
[A3]	DE-E22-096-XX-X-Bewehrung ENERCON Dok. Nr. D02653949-3	c	Bewehrung Rohteile C–Ringe (3-teilig)	2022-10-04
[A4]	DE-E22-AE1-K1-X-Schalplan ENERCON Dok. Nr. D02653951-1	a	Schalplan Uebergangsstueck AE1 (SUSPA)	2023-08-24
[A5]	DE-E22-AE1-K1-X-Bewehrung ENERCON Dok. Nr. D02653950-2	b	Bewehrung Uebergangsstueck AE1 (SUSPA)	2023-08-29
[A6]	DE-E22-M008-Montageplan ENERCON Dok. Nr. D02653952-0	-	Fugendetailplan	2022-05-31
[A7]	XX-XXX-M56-HV-1-Schalplan	b	Gewindestange fuer Uebergangsstueck mit Decordynbe-schichtung T0150831	2021-01-25
[A8]	XX-XXX-M56-HV-2-Schalplan	b	Gewindestange fuer Uebergangsstueck mit Schrumpf-schlauch T0150830	2021-01-25

Stahlteil (erstellt von Max Bögl)

Nr.	Planbezeichnung	Ind.	Titel	Datum
[A9]	DE-E22-022-XX-X-Uebersicht ENERCON Dok. Nr. D02653947-2	b	Übersichtsplan Stahlturm	2022-10-14

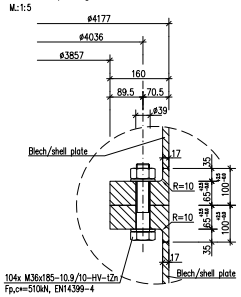
Längsschnitt

M.: 1:100



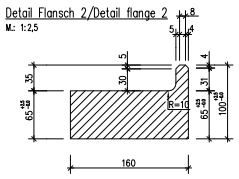
Flansch 2/Flange 2

M.:1:5



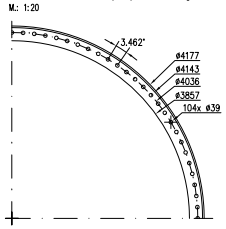
Detail Flansch 2/Detail flange 2

M.: 1:2,5



Draufsicht Flansch 2/Top view flange 2

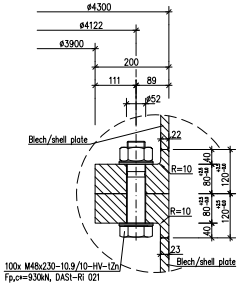
M.: 1:20



Segment	Höhe [m]	Schuss [#]	t [mm]	erf. KFK Stahlturm	KFK - Butzen 30/M6	30/M10	30/M16	40/M16	40/M20	Können die Butzen verwendet werden? 30/M6	30/M10	30/M16	40/M16	40/M20
Kopfsegment	1,300	26	25	KF80	89	91	93	89	91	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	25	15	KF56	84	85	87	83	85	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	24	15	KF56	84	85	87	83	85	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	23	15	KF58	84	85	87	83	85	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	22	15	KF61	84	85	87	83	85	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	21	15	KF65	84	85	87	83	85	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	20	15	KF68	84	85	87	83	85	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	19	16	KF67	85	86	88	84	86	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	18	16	KF71	85	86	88	84	86	ja	ja	ja	ja	ja
	2,135	17	17	KF70	86	87	89	85	87	ja	ja	ja	ja	ja
	2,140	16	17	KF74	86	87	89	85	87	ja	ja	ja	ja	ja
Mittelsegment	2,920	15	17	KF78	86	87	89	85	87	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	14	18	KF77	87	87	89	86	87	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	13	19	KF76	88	88	90	87	88	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	12	19	KF79	88	88	90	87	88	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	11	20	KF78	89	89	91	88	89	ja	ja	ja	ja	ja
	2,920	10	21	KF78	89	89	91	88	89	ja	ja	ja	ja	ja
	2,220	9	21	KF81	89	89	91	88	89	ja	ja	ja	ja	ja
	2,200	8	22	KF80	89	90	92	88	90	ja	ja	ja	ja	ja
	2,200	7	22	KF83	89	90	92	88	90	ja	ja	ja	ja	ja
Fußsegment	2,480	6	23	KF83	89	90	92	89	90	ja	ja	ja	ja	ja
	2,480	5	23	KF83	89	90	92	89	90	ja	ja	ja	ja	ja
	2,470	4	24	KF83	89	91	93	89	91	ja	ja	ja	ja	ja
	2,470	3	25	KF83	89	91	93	89	91	ja	ja	ja	ja	ja
	2,470	2	25	KF85	89	91	93	89	91	ja	ja	ja	ja	ja
	2,470	1	26	KF85	89	91	92	89	91	ja	ja	ja	ja	ja

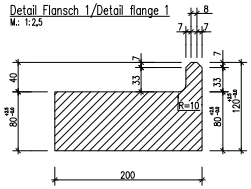
Flansch 1/Flange 1

M.:1:5



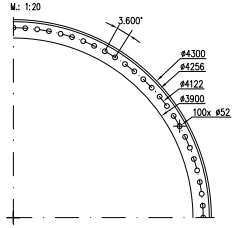
Detail Flansch 1/Detail flange 1

M.: 1:2,5



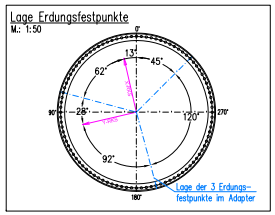
Draufsicht Flansch 1/Top view 1

M.: 1:20



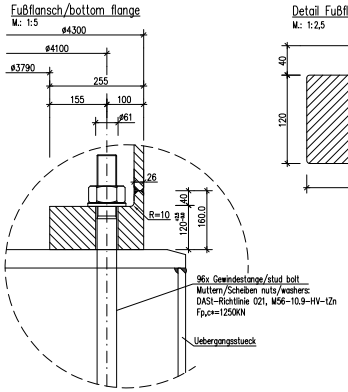
Lage Erdungsfestpunkte

M.: 1:50



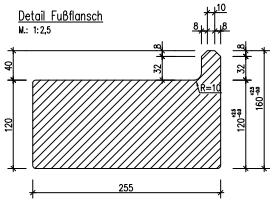
Fußflansch/bottom flange

M.: 1:5



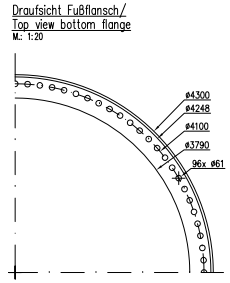
Detail Fußflansch

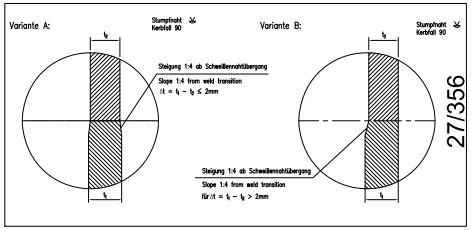
M.: 1:2,5



Draufsicht Fußflansch/ Top view bottom flange

M.: 1:20





Kopfflansch gemäß ENERCON Zeichnung: D02133917/0.1-de/en
Top flange acc. so ENERCON drawing:

Schweißnähte: Allgemein Längs-, Quernähte und tragende Anbauteile gem. DIN EN 1993-1-9.
Welds: generally longitudinal and circular weldings and structural components according to DIN EN 1993-1-9.

Mindestabstand der Anbauteile zu anderen Schweißnähten: 100mm.
Hauptlängsnähte der Stahlturmwand um mind. 90° versetzen.

minimum distance of attachments to other weldings: 100mm.
Main longitudinal weldings of the steel wall at 90° offset.

Bezugstemperatur: T_{Ed} = -30°C
Lowest component temperature: T_{Ed} = -30°C

EG-Zertifikat EN 1090-2 EXC 3
EC-Zertificate EN 1090-2 EXC 3

Stahlturmwand: – Unrundheit DIN EN 1993-1-6, Herrstelltoleranz-Qualitätsklasse B.
Steel tower wall: – Ovality DIN EN 1993-1-6, manufacturing tolerance-quality class B.

– Vorbeulen DIN EN 1993-1-6, Herrstelltoleranz-Qualitätsklasse B.
– Buldge DIN EN 1993-1-6, manufacturing tolerance-quality class B.

– Toleranzen für Grobbleche nach EN 10029 Toleranzklasse B.
– Tolerances for steel plates according to EN 10029 tolerance class B.

– Oberflächenbeschaffenheit nach DIN EN 10163-2 Klasse B2.
– Surface finish according DIN EN 10163-2 class B2.

Flanschtoleranzen gemäß DIBt-Richtlinie und IEC 61400-6
Flange tolerances according to DIBt-guideline and IEC 61400-6

– Ebenheitsabweichung über gesamten Umfang ≤ 2.0 mm.
– Flatness deviation over circumference ≤ 2.0 mm.

– Kurzwelligkeit ≤ 1.0 mm/30°
– Short waveness ≤ 1.0 mm/30°

– Neigungen Δs der Flanschaußenflächen zur Turmwand nach dem Vorspannen 0,0°-0,7°.
– Taper Δs to the inside of the conection surface of each flange after pre-loading 0,0°-0,7°.

– Neigung Δs der Flanschaußenflächen nach dem Vorspannen ≤ 2%
– Taper Δs of flange outer surface after pre loading ≤ 2%

Sichtkontrolle der Schweißnähte: 100%.
Visual inspection of welds: 100%.

Schweißnähte nach DIN EN ISO 5817 Bewertungsgruppe B.
Welds in accordance with DIN EN ISO 5817 level B.

Ultraschallkontrolle der Schweißnähte: Flanschnähte 100%, Stumpfnähte in Querrichtung 20%, sonstige Nähte 10%.
Ultrasonic inspection of welds: flange welds 100%, lateral butt welds 20%, other welds 10%.

Werkstoff: Abnahmeprüfzeugnis gem. DIN EN 10204 3.1.
Material: acceptance test certificate in accordance with DIN EN 10204 3.1.

Korrosionsschutz und Beschichtung: siehe separater Plan.
Corrosion protection and coating: see extra drawing.

Stahlturmmassen ohne Inneneinbau (kg)

Steel tower masses without internal installation (kg)

	Sektionsgewicht Section weight	Bleche Shells	Oberer Flansch Top flange	Unterer Flansch Bottom flange
Topsektion Top section	52160	46504	4564	1091
Mittelsektion Middle section	52393	49587	1091	1715
Fußsektion Bottom section	42950	38073	1715	3162+
Gesamtgewicht Total weight	147503	134165	13338	

Materialien/Materials		
Bauteil/ Component	Material	zusätzliche Anforderungen/ additional Requirements
Turmbleche Tower Shell Plates	DIN EN 10025-2 – S355J2+N	warm gewalzt, normalisiert (oder normalisierend gewalzt) hot rolled, normalized (or normalizing rolled)
Flansche Flanges	DIN EN 10025-3 – S355NL	Es sind nur nahtlos gewalzte oder aus Stabstahl gebogene Flansche zulässig. Seamless Rolled (forged) or from steelbars bended Flanges are permitted only.

Temperature range		
Version	Temperatur Bereich für Normal Operation *) Temperature range for normal operation	Temperatur Bereich für Transport/Lagerung/Stillstand *) Temperature range for transport/storage/standstill (structural)
– Standard version (NC)	(–30°C to +50°C) Umgebungstemperatur/ambient temperature	(–30°C to +50°C) Umgebungstemperatur/ambient temperature

*) Maßgebend ist in jedem Fall die Bauteiltemperatur T_{Ed}, die am Bauteil (konkret am Flansch) nachzuweißen ist.
In any Case, the decisive factor is the component temperature T_{Ed}, which must be verified on the component (specifically on the flange).

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 DIBt 2012 WZ 2 / IEC WZ IIIA

ENERCON wind turbine generator E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 DIBt 2012 WZ 2 / IEC WZ IIIA

Änderung:	Bezeichnung:	erstellt:
	Bezugstemperatur angibt, Temperatur bereits zugesagt	Mus. 14.11.2022
	Detailtemperatur entfernt, Tabelle der Kerbfallklassen erweitert,	Ens./Ens. 30.11.2022

MAX BÖGL
Fortschritt baut man aus Ideen.

Bauherr:	Max Bögl									Projekt-Nr.:	27356
Bauvorhaben:	Windkraftanlage wind turbine generator									Kunde:	1.NN
Bauteile:	Obersichtsplan Stahlturm tripod steel tower									Maßstab:	1:500
erst.: Reg.	Dat.: 30.05.2022	Bogl-Planbezeichnung									
gepr.: V. Ossen	Dat.: 31.05.2022	Land	Turmtyp	Rbg-typ	Segment	Baustufe	Planart	Index			
freig.: Betz	Dat.: 31.05.2022	DE	E22	022	XX	X	Uebersicht	b			
"ENERCON"-Planbezeichnung	D02653947-2										

Softool-Dokument: DE_E22_022_XX_X_Uebersicht

Datum: 20.01.2023 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

Industrie Service

Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 27.01.2023

Prüfnummer: **3662973-2-d**

Objekt: **Prüfung der Standsicherheit - Flachgründung**
Turm: E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01(Bögl E22)
Fundament: FlmA Ø = 22,50 m
Windzone 2, Geländekategorie II,
Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0

Prüfgrundlage: DIBt-Richtlinie 2012

Hersteller Wind-energieanlage: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich

Konstruktion und Berechnung Fundament: Max Bögl Wind AG
Max-Bögl-Straße 1
92369 Sengenthal

Auftraggeber: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich

Geltungsdauer: bis 26.01.2028

Unsere Zeichen:
IS-ESW-MUC/AME

Dokument:
3662973-2-d_Enercon_E-138 EP3-E3-HT-160-ES-C-01_E22_FGmA_22,5m.docx

Das Dokument besteht aus 8 Seiten.
Seite 1 von 8

Die auszugsweise Wiedergabe des Dokumentes und die Verwendung zu Werbezwecken bedürfen der schriftlichen Genehmigung der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände.

Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV unter www.tuvsud.com/impressum

Aufsichtsrat:
Reiner Block (Vors.)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Thomas Kainz, Simon Kellerer

Telefon: +49 89 5791-3146
Telefax: +49 89 5791-2956
www.tuvsud.com/de-is

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit für die Bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen
Westendstraße 199
80686 München
Deutschland

Industrie Service

Revision	Datum	Änderungen
0	27.01.2023	Erstfassung

Inhaltsverzeichnis

1. Unterlagen 3
1.1. Geprüfte Unterlagen 3
1.2. Eingesehene Unterlagen 3
2. Prüfgrundlage 4
3. Beschreibung 5
3.1. Baustoffe 5
3.2. Lastannahmen 5
3.3. Baugrund 5
4. Prüfumfang 6
5. Prüfbemerkungen 6
6. Prüfergebnis 7
Auflagen 7

Industrie Service

1. Unterlagen

1.1. Geprüfte Unterlagen

Folgende Dokumente, alle von Max Bögl Wind AG erstellt, wurden zur Prüfung vorgelegt:

[1] „Statische Berechnung Max Bögl Hybridturm E22, Bauteil: Fundament mit Auftrieb, Windenergieanlage: Enercon E-138 EP3 E3, Nabenhöhe: 160 m“, 194 Seiten,
Enercon Dokument Nr. D02653943-1,
Dokument Nr. 21683-E22, Rev. 01, Datum 2022-08-17

[2] „Fundamentdatenblatt Max Bögl Hybridturm DE-E22 E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01“, erstellt von Max Bögl Wind AG, 9 Seiten,
Enercon Dokument Nr. D02653936-4,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 04, vom 2022-11-11

[3] „Schalplan Fundament Ø 22,50m“,
Enercon Dokument Nr. D02653945-4,
Dokument Nr. DE_E22_005_XX_X, Rev. d, Datum 2022-11-15

[4] „Bewehrung Fundament Ø22,50m“,
Enercon Dokument Nr. D02653946-2,
Dokument Nr. DE_E22_006_XX_X, Rev. b, Datum 2022-10-31

[5] „Statische Berechnung der Bauzustände, Max Bögl Hybridturm E22“, Kapitel 10, 1 Seite,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 3, Datum 2022-11-11
ENERCON Dokument Nr. D02653940-3

1.2. Eingesehene Unterlagen

Folgende Dokumente wurden im Rahmen der Prüfung zusätzlich herangezogen:

[6] „Anforderungen an das Fundamentdesign Max Bögl Hybridturm-E22“, erstellt von Max Bögl Wind AG, 16 Seiten,
Enercon Dokument Nr. D02653939-2,
Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 02, vom 2022-11-11

[7] „Statische Berechnung für den Max Bögl Hybridturm RT 2.0, Bauteil: Spannglied-verankerung“, erstellt von Max Bögl Wind AG, 50 Seiten,
Projekt Nr. 21683, Rev. i, Datum 2021-03-02

[8] „Gutachtliche Stellungnahme Hybridtürme für Windenergieanlagen – Bauteile für Spanngliedverankerung – Statischer Nachweis der Bauteile für die untere Spanngliedverankerung von Hybridtürmen für Windenergieanlagen gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2015“, erstellt von TÜV NORD CERT GmbH, 9 Seiten,
Dokument Nr. 8118 409 048-6 D, Rev. 0, Datum 2021-03-05

[9] „Uebersichtsplan Gesamtturm, NH 160.0 m, Spannglieds. “SUSPA““, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Enercon Dokument Nr. D02653944-0,
Dokument Nr. DE_E22_001_XX_X_Uebersicht, Rev. 0, Datum 2022-05-31

[10] „Prüfbericht für eine Typenprüfung Prüfung der Standsicherheit – Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22) Windenergieanlage Enercon E-138 EP3, 160 m Nabenhöhe Windzone 2, Geländekategorie II Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 16 Seiten,
Dokument Nr. 3362973-1-d, Rev. 0, Datum 2023-01-27

Industrie Service

2. Prüfgrundlage

Die Prüfung der Unterlagen erfolgte gemäß folgender Richtlinie:

/1/ „Richtlinie für Windenergieanlagen“, herausgegeben vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt), Ausgabe Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015

Zur Prüfung wurden zusätzlich folgende Normen und Richtlinien herangezogen:

/2/ DIN EN 1991-1-1:2010 „Eurocode 1: Einwirkung auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke - Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau; Deutsche Fassung EN 1991-1-1:2002 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1991-1-1/NA:2010 + DIN EN 1991-1-1/NA/A1:2015

/3/ DIN EN 1992-1-1:2011 „Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetonbauwerken –Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1992-1-1:2004 + AC:2010“ + DIN EN 1992-1-1/A1:2015, mit nationalem Anhang DIN EN 1992-1-1/NA:2013 + DIN EN 1992-1-1/NA/A1:2015

/4/ DIN EN 1997-1:2009 „Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik - Teil 1: Allgemeine Regeln; Deutsche Fassung EN 1997-1:2004 + AC: 2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1997-1/NA:2010

/5/ DIN 1054:2010 „Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau – Ergänzende Regelungen zu DIN EN 1997-1“ + DIN 1054/A1:2012 und DIN 1054/A2:2015

/6/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 439 „Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIP Model Code 1990“, Ausgabe 1994

/7/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 600 „Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“, Ausgabe 2012

Industrie Service

3. Beschreibung

Der Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22) wird mit Spanngliedern extern vorgespannt und im Fundamentsockel mit einer Ankerstangenkonstruktion mit Ankerplatten verankert.

Die Flachgründung besteht aus einer kreisförmigen Fundamentplatte mit veränderlicher Höhe sowie einem darauf aufgesetzten Sockel. Zwischen Turmfuß und Sockel ist eine Mörtelausgleichsschicht angeordnet.

Die Fundamentplatte wird mit Erdreich überschüttet, um die statisch erforderliche Auflast zu erreichen.

Die genauen Abmessungen des Fundaments können dem Schalplan [3] entnommen werden.

3.1. Baustoffe

Beton für Fundament	C30/37 mit Expositionsklassen XC4, XD1, XF1, XA1 gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Beton für Sockel	C40/50 mit Expositionsklassen XC4, XD1, XF1, XA1 gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Betonstahl	B500B gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/

3.2. Lastannahmen

Die dimensionierenden Lasten für die Fundamentauslegung sind in [6] angegeben. Diese Lasten wurden mit dem Prüfbericht zum Turm [10] bestätigt und werden als richtig vorausgesetzt. Die angesetzte Entwurfslebensdauer der Windenergieanlage beträgt 25 Jahre.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden gemäß Turmprüfbericht [10] nicht berücksichtigt.

Auf der Fundamentplatte im Turminnenraum wurde eine Verkehrslast von 10 kN/m² berücksichtigt.

Eigengewichte wurden gemäß DIN EN 1991-1-1 /2/ und nach Herstellerangaben berücksichtigt.

3.3. Baugrund

Die Mindestwerte der dynamischen und statischen Drehfedersteifigkeit des Gesamtsystems aus Boden und Fundament betragen gemäß Zeichnung [3] $k_{\varphi,dyn} \geq 310$ GNm/rad und $k_{\varphi,stat} \geq 50$ GNm/rad.

Der höchste für den Auftrieb maßgebende Wasserstand liegt 0,306 m über Fundamentunterkante.

Industrie Service

4. Prüfumfang

Dieser Prüfbericht für eine Typenprüfung umfasst die Prüfung hinsichtlich der Standsicherheit der in Abschnitt 3 beschriebenen Flachgründung mit Auftrieb auf Basis der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen.

Für eine vollständige Typenprüfung sind alle in Dokument /1/, Kapitel 3 im Abschnitt I gelisteten gutachtlichen Stellungnahmen sowie ein zusammenfassender Prüfbescheid zur Typenprüfung von Turm und Fundament erforderlich. Diese können bis spätestens zu Baubeginn der ersten Anlage nachgereicht werden.

Die Überprüfung der Standorteignung sowie des Blitzschutz- und Erdungskonzepts ist nicht Gegenstand dieses Berichts.

Abweichungen von den geprüften Unterlagen und Prüfgrundlagen bezüglich Konstruktion, Lastannahmen, Randbedingungen und Ausführung, die Einfluss auf die Standsicherheit haben, sind durch diesen Bericht nicht abgedeckt und erfordern eine Überarbeitung der Berechnung und deren Prüfung.

5. Prüfbemerkungen

Die vorgelegten Nachweise wurden durch eigene Vergleichsrechnungen überprüft. Auf Basis der eingereichten Unterlagen und unserer Vergleichsrechnungen können ausreichende Sicherheiten bestätigt werden. Die Zeichnungen wurden auf Übereinstimmung mit den Annahmen der Berechnungen sowie den Vorgaben der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen geprüft.

Schnittstellen:

Die Nachweise der Lasteinleitung in den Beton unter dem Vergussmörtel des Fundaments sowie über den Ankerplatten im Fundament werden mit diesem Prüfbericht bestätigt.

Die Nachweise der Lasteinleitung in den Vergussmörtel am Turmfuß wurden in der statischen Berechnung des Turms geführt und in [10] bestätigt.

Die Nachweise der oberen und unteren Ankerplatten sowie der Ankerstangen der Spanngliedverankerung wurden in Dokument [7] mit exemplarischen Lasten geführt und mit der gutachtlichen Stellungnahme [8] bestätigt. Mit diesem Prüfbericht wird bestätigt, dass die in [7] getroffenen Annahmen mit den Randbedingungen dieses Fundaments übereinstimmen und die Prüfaussage in [8] für dieses Fundament gültig ist.

Die Erfüllung der Auflage 6 aus Prüfbericht [10] wird mit diesem Prüfbericht bestätigt.

Teilsicherheitsbeiwerte:

In [1] wurde abweichend von den Regelungen in /1/ der Teilsicherheitsbeiwert für günstig wirkendes Eigengewicht für die Fundamentplatte mit 0,95 im Grenzzustand der Tragfähigkeit angesetzt. Die daraus resultierende minimale Wichte des Fundamentkörpers von 23,7 kN/m³ ist durch entsprechende Qualitätssicherung auf der Baustelle sicher nachzuweisen, siehe Auflage 8.

Imperfektionen:

Die Lasten aus [6] enthalten bereits Effekte aus einer Turmschiefstellung, Differenzsetzungen des Fundaments von 3 mm/m sowie aus einer zusätzlichen Schiefstellung infolge der Berücksichtigung statischer Bodenkennwerte. Abweichend von /1/ wurden laut Dokument [10] für die Turmschiefstellung statt 5 mm/m lediglich 200 mm an der Oberkante des Adapters angesetzt.

Industrie Service

6. Prüfergebnis

Die Berechnungen und die zugehörigen Konstruktions- und Bewehrungszeichnungen für das Fundament entsprechen den in Abschnitt 2 genannten Normen und Richtlinien und sind im Wesentlichen vollständig und richtig.

Die Anforderungen an die Standsicherheit der Gründung sind erfüllt, vorausgesetzt, die nachstehenden Auflagen sowie alle Auflagen und Bemerkungen der zugehörigen Prüfberichte und Gutachten werden beachtet bzw. vollzogen.

Die Prüfung der technischen Unterlagen für das Fundament ist hiermit abgeschlossen.

Auflagen für Herstellung und Errichtung

Baugrund

1. Die vorhandenen Bodenkennwerte, die Zuordnung des Bodens zu Expositionsklassen nach DIN EN 1992-1-1 /3/ und der höchste für den Auftrieb maßgebende Wasserstand sind für den jeweiligen Standort zu ermitteln und im geotechnischen Untersuchungsbericht zu beschreiben.
2. Grundbautechnische Berechnungen sind im Rahmen des geotechnischen Entwurfsberichts durchzuführen. Die Schnittgrößen an Fundamentunterkante sind in [3] angegeben.
3. Die Mindestwerte der dynamischen und statischen Drehfedersteifigkeit des Gesamtsystems aus Boden und Fundament gemäß Abschnitt 3.3. müssen für den jeweiligen Standort nachgewiesen werden. Dabei kann das Fundament in guter Näherung als Starrkörper angenommen werden.
4. Die im geotechnischen Entwurfsbericht angenommenen Baugrundverhältnisse sind beim Baugrubenaushub vom Bodengutachter zu überprüfen und zu bestätigen. Vor Aufbringen der Sauberkeitsschicht ist die Tragfähigkeit der Baugrubensohle durch den Bodengutachter zu bestätigen.

Ausführung Fundament

5. Sollte Expositionsklasse XA oder XS gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/ abweichend von den gewählten Expositionsklassen gemäß Abschnitt 3.1. am Standort zu berücksichtigen sein, so sind gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen zum Schutz des Betons und der Bewehrung zu ergreifen.
6. Zur Begrenzung der Rissbildung infolge Hydratationswärmeentwicklung sind geeignete betontechnologische Maßnahmen zu ergreifen.
7. Der Zeitpunkt des Erreichens der erforderlichen Festigkeit des Vergussmörtels und Betons für das Vorspannen ist zu bestimmen und durch fachgerecht, unter Berücksichtigung der standortspezifischen Umgebungsbedingungen gelagerte Proben zu überprüfen und zu dokumentieren.
8. Die in der Berechnung angesetzte Wichte des Stahlbetons des Fundaments von 23,7 kN/m³ ist durch entsprechende Qualitätssicherung und im Rahmen der Bauüberwachung zu bestätigen.
9. Das in [3] spezifizierte Gesamtgewicht der Überschüttung muss zur Gewährleistung der Standsicherheit mindestens erreicht werden. Die Überschüttung muss gleichmäßig über den Umfang verteilt sein. Die Ausführung der Überschüttung muss in Abstimmung mit dem Bodengutachter gewählt werden.

Industrie Service

Prüfintervalle

10. Die Anforderungen an die wiederkehrenden Prüfungen gemäß DIBt-Richtlinie /1/ sind zu beachten.

Für die Verlängerung der Typenprüfung sind die Zeichnungen und die Berechnungen zu einer erneuten Überprüfung hinsichtlich geänderter Vorschriften oder Richtlinien vorzulegen.

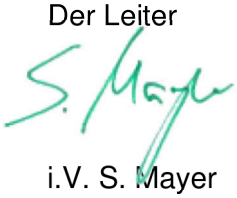
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit für die
bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen

Der Bearbeiter



A. Molins Estelles

Der Leiter



i.V. S. Mayer

Durch Vergleichsrechnung geprüft

Verfasser / *Author*: MAX BÖGL Fortschritt baut man aus Ideen			Proj.-Nr. / *No.*: 21683-E22
			Datum / *Date*: 11.11.2022
WEA / *WT*: Enercon E-138 EP3 E3	NH / *HH*: 160 m	Hybridturm / *Tower*: DE-E22	

TYPENPRÜFUNG Geltungsdauer 5 Jahre/Wiedervorlage bis 26.01.2028

Fundamentdatenblatt / *Foundation datasheet*

Max Bögl Hybridturm DE-E22

E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 Flachgründung

Projektnummer / *Project number*:	21683-E22
Documentnummer / *Document number*	D00272545
Anlagenhersteller / *Turbine manufacturer*:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 DE-26605 Aurich
Windenergieanlage / *Wind turbine*:	Enercon E-138 EP3
Nabenhöhe / *Hub height*:	160 m
Bauteil / *Component*:	Flachgründung mit Auftrieb *Flat foundation with Buoyancy*
Verfasser / *Author*:	Max Bögl Wind AG Max-Bögl-Str. 1 DE-92369 Sengenthal
Datum / *Date*:	11.11.2022
Enercon Dokumentennr. / Enercon Document no.:	D02653936-4

3662973-2-d

In bautechnischer Hinsicht geprüft.
Siehe Prüfbericht vom .....
München .....
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit
von Windenergieanlagen
Der Bearbeiter: Der Leiter:

Bauteil / *Component*: Fundament / *Foundation*	
Block / *Chapter*:	

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Änderungsverzeichnis / *Table of revision*

Revision / ***Revision***	**Datum** / ***Date***	**Beschreibung** / ***Description***	**Bearbeiter** / ***Author***
-	08.04.2022	Erstausgabe / *First release*	L. Planas
01	10.06.2022	ENO Kommentare angepasst / *ENO comments adjustment*	J. Goycoolea
02	22.09.2022	Lasten angepasst / *loads adjusted*	J. Goycoolea
03	22.09.2022	Revisionsnummer korrigiert / revision number corrected	Th. Betz
04	11.11.2022	Bodendrehsteifigkeit von 250 000 zu 310 000 MNm/rad erhöht / *Soil rotational stiffness from increased 250 000 to 310 000 MNm/rad*	J. Goycoolea

Datum / *Date*: 11.11.2022

Aufgestellt: i.A. Joaquin Goycoolea Castillo

Aufgestellt / *Prepared by:* i.A. Pablo-Angel Plou Nogueira

Geprüft und freigegeben / *Checked and approved by*: i.A. Thorsten Betz

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Inhaltsverzeichnis / *Table of contents*

Änderungsverzeichnis / *Table of revision* **2**

Inhaltsverzeichnis / *Table of contents* **3**

1 Allgemeines / *General* **4**

2 Geometrie, Material und Massen / *Geometry, material and dimensions* **5**

3 Belastung / Loading **6**

3.1 Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb / *Own weight, soil cover and buoyancy* 6

3.2 Turmlasten / *Tower loads* 7

3.2.1 BS-P, BS-T und BS-A / *BS-P, BS-T and BS-A* 7

3.2.2 GZT und GZG / *ULS and SLS* 8

4 Anforderungen an den Baugrund / *Soil requirements* **9**

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

1 Allgemeines / *General*

In diesem Dokument werden die sich aus der Vorbemessung ergebende Kennwerte des Fundamentes für die nachfolgend angegebene Windenergieanlage zusammengefasst.

This document summarizes the properties of the foundation for the following wind turbine, which result of the preliminary design.

Turm / *Tower*

Beschreibung / *Description*

Turmtyp / *Tower type*	Max Bögl hybrid tower E22
Turbinenhersteller / *Manufacturer*	Enercon
Land / *Country*	DE
Leistung / *Power*	4.XX MW
WEA / *Wind turbine*	E-138 EP3 E3
Nabenhöhe / *Hub height*	160 m
System / *System*	RT 2.0

Die Turmgeometrie ist in der folgenden Entwurfszeichnung von Max Bögl angegeben:

The tower geometry is defined in the following Max Bögl pre-design drawing:

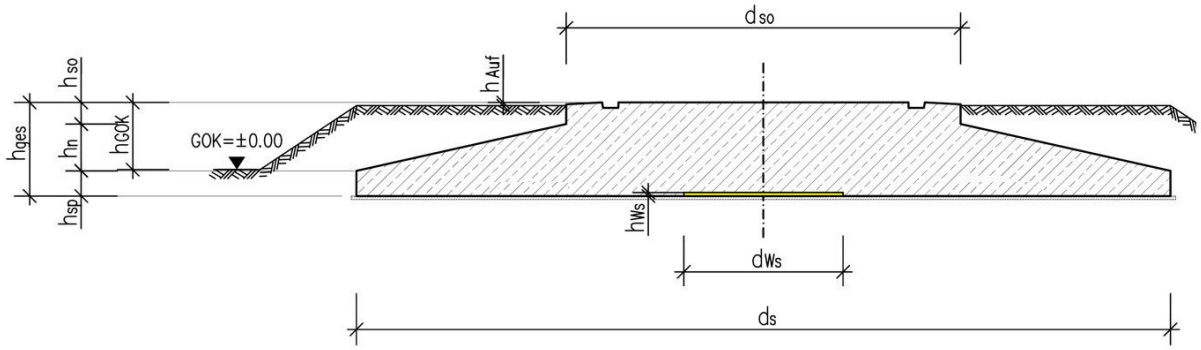
Enercon_DE_X,XXMW_E-138_160,0m_RT2,0_a

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

2 Geometrie, Material und Massen / *Geometry, material and dimensions*

Die Geometrie, das Material und die Massen des Fundamententwurfes werden nachfolgend angegeben.

The geometry, material and dimensions are for the foundation draft are defined in this chapter.



Geometrie / *Geometry*

Betonkörper / *Concrete body*

Außendurchmesser / *Outer diameter*	d_s	=	22,50	m
Sockeldurchmesser / *Base diameter*	d_{so}	=	10,90	m
Weichschichtdurchmesser / *Soft layer diameter*	d_{Ws}	=	4,40	m
Fundamenthöhe / *Foundation height*	h_{ges}	=	2,60	m
Spornhöhe / *Outer height*	h_{sp}	=	0,70	m
Spornneigunghöhe / *Nose incline height*	h_n	=	1,30	m
Sockelhöhe / *Base height*	h_{so}	=	0,60	m
Abstand Fundamentoberkante - Grundoberkante / *Separation foundation top edge - ground level*	h_{GOK}	=	2,294	m
Abstand Fundamentoberkante - Überschüttungoberkante / *Separation foundation top edge - soil cover top edge*	h_{Auf}	=	0,10	m

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3 Belastung / Loading

Die folgenden Lasten wurden in der Fundamentvorbemessung angesetzt.

Die Belastung aus der Windenergieanlage wurden gemäß der E-138 EP3 E3 Lastrechnung *D02452262_0.3_en_Calculation_ E-138 EP3; LL03; E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01; fatigue and ultimate loads; tower* angesetzt.

The followings loads were applied in the foundation pre-design.

The loads from the wind turbine were applied according to E-138 EP3 E3 load calculation *D02452262_0.3_en_Calculation_ E-138 EP3; LL03; E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01; fatigue and ultimate loads; tower*.

3.1 Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb / *Own weight, soil cover and buoyancy*

Betonvolumen / Concrete weight

Betonwichte / *Concrete specific weight*	γ_c	=	25,0	kN/m³
Betongewicht / *Concrete weight*	G_c	=	15 744	kN

Überschüttung / *Backfill*

Höhe Erdüberschüttung innen / *Inner thickness backfill*	$t_{MaxÜs,inn}$	=	0,500	m
Höhe Erdüberschüttung außen / *Outer thickness backfill*	$t_{MaxÜs,aus}$	=	1,800	m
Bodenwichte / *Soil specific weight*	$\gamma_{Üs}$	=	18,0	kN/m³
Gewicht Erdüberschüttung / *Soil cover weight*	$G_{MaxÜs}$	=	6 711	kN

Auftrieb / Buoyancy

Höhe Wassersäule / *Buoyancy height*	$h_{Gw,max}$	=	0,306	m
Auftriebskraft / *Buoyancy force*	$G_{Gw,max}$	=	-1 217	kN

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3.2 Turmlasten / *Tower loads*

3.2.1 BS-P, BS-T und BS-A / *BS-P, BS-T and BS-A*

Die folgenden Lasten wurden für die Ermittlung der maximalen Kantenpressungen angesetzt.

Es handelt sich um charakteristische Werte an der Unterkante der Gründung. Erdüberschüttung und Auftrieb sind in den angegebenen Werten nicht enthalten und müssen entsprechend auf die Normalkraft addiert werden.

The next loads were applied for the calculation of the maximum soil edge pressure.

Those are characteristic values at the foundation bottom. Soil cover and buoyancy are not included in these values and must be added accordingly.

LF / *LC*	**BS-P**	**BS-T**	**BS-A**
V_k [kN]	33 036	33 036	32 507
H_k [kN]	1 404	881	1 495
$M_{b,k}$ [kNm]	171 153	124 207	193 357

Lasten an Fundamentunterkante / *Loads at the foundation bottom*

Legende / *Legend*:

- V_k: Normalkraft (vertikal) / *Normal force (vertical)*
- H_k: Querkraft (horizontal) / *Shear force (horizontal)*
- $M_{b,k}$: Biegemoment / *Bending moment*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3.2.2 GZT und GZG / *ULS and SLS*

Die folgenden Turmlasten werden für die Berechnung der Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit des Fundaments benutzt.

The next loads are considered for the calculation of the resistance and serviceability of the foundaiton.

Es handelt sich um Designlasten inkl. des angegbenen Teilsicherheitsbeiwert an der Oberkante der Gründung. Fundamenteigegenwicht, Turmvorspannung, Erdüberschüttung, Auftrieb und etwaige Anbauteilen sind nicht in diesen Lasten enthalten.

These are design loads at the foundation top. Foundation own wight, tower prestressing, soil cover, buoyancy and possible mounting parts are not included in these loads.

Die Schnittgrößen beinhalten bereits den Einfluss nach Theorie II. Ordnung mit linear elastischem Tragverhalten einschließlich elastischer dynamischer Einspannung in den Baugrund.

The internal forces consider already the influence of the II. order theory with linear elastic behaviour including elastic dynamic loading in the foundation soil

LF / *LC*	**GZT / *ULS***	**D.3**
$\mathbf{V_{Ed}}$ [kN]	22 630	17 292
$\mathbf{H_{Ed}}$ [kN]	1 897	812
$\mathbf{M_{b,Ed}}$ [kNm]	221 383	107 585
$\mathbf{M_{t,Ed}}$ [kNm]	1 353	3 064
$\boldsymbol{\gamma_E}$	1,35	1,00

Lasten an Fundamentoberkante / *Loads at the foundation top*

Legende / *Legend*:

- V_{Ed}: Normalkraft (vertikal) / *Normal force (vertical)*
- H_{Ed}: Querkraft (horizontal) / *Shear force (horizontal)*
- $M_{b,Ed}$: Biegemoment / *Bending moment*
- $M_{t,Ed}$: Torsionsmoment / *Torsional moment*
- γ_E: Sicherheitsfaktor / *Safety factor*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

4 Anforderungen an den Baugrund / *Soil requirements*

Der Baugrund am geplanten Standort muss mindestens die nachfolgenden Anforderungen erfüllen. Die Eignung des geplanten Standorts ist durch den Bodengutachter nachzuweisen.	The soil at the planned site has to comply with the following requirements. The suitability of the planned site must be proven by the soil expert.

Drehfedersteifigkeit / *Rotation spring stiffness*

Mindestwert / *Minimal value*

Statische Drehfeder / *Static rotational spring*	$k_{\varphi,stat}$	=	50 000	MNm/rad
Dynamische Drehfeder / Dynamic *rotational spring*	$k_{\varphi,dyn}$	=	310 000	MNm/rad

Zulässige Schiefstellung / *Allowed out-of-vertical deviation*

Maximal zulässige Schiefstellung in 25 Jahre / *Maximal allowed out-of-vertical inclination in 25 years*	Δs_{max}	=	3	mm/m

Bodenpressung / *Soil bearing pressure*

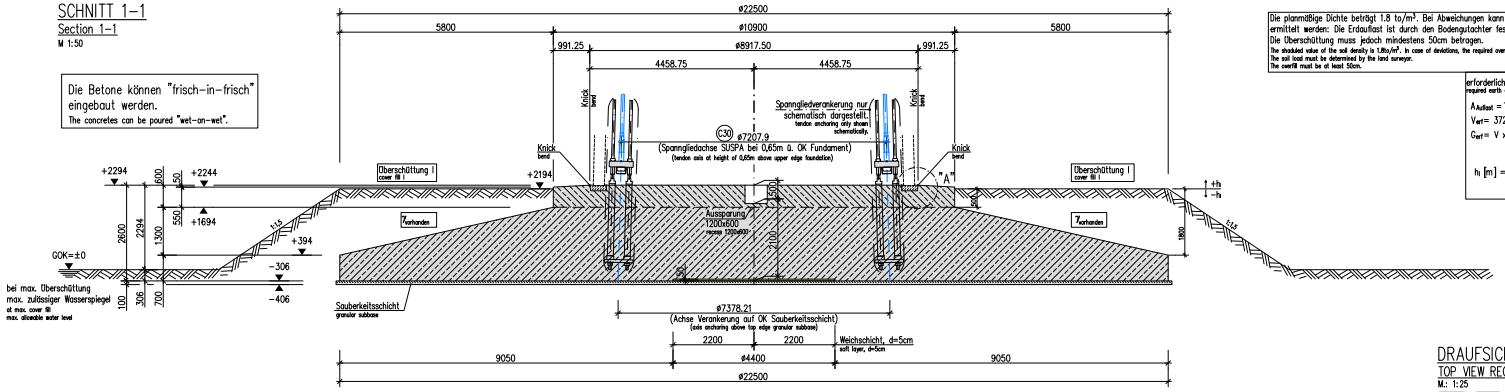
Erforderliche widerstand / *Required resistance*

Maximale Randdruckspannung im BS-P / *Maximal edge soil pressure in BS-P*	$\sigma_{max,BS-P}$	=	267	kN/m²
Maximale Randdruckspannung im BS-A / *Maximal edge soil pressure in BS-A*	$\sigma_{max,BS-A}$	=	317	kN/m²
Sohlreibungswinkel / *Angle of base friction*	δ_K	>	20°	

Diese Werte sind vom Bodengutachter zu bestätigen.
/ *These values must be cofirmed by the geotechnical expert*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

SCHNITT 1–1
Section 1–1
M 1:50



Die Betone können "frisch-in-frisch" eingebaut werden.
The concretes can be poured "wet-on-wet".

Die planmäßige Dichte beträgt 1,8 to/m³. Bei Abweichungen kann die erforderliche Überschüttung mit nachfolgender Formel ermittelt werden: Die Erdauflast ist durch den Bodengutachter festzulegen.
Die Überschüttung muss jedoch mindestens 50cm betragen.
The shedded value of the soil density is 1,8to/m³. In case of deviations, the required overfill can be calculated with following formula:
The soil load must be determined by the land surveyor.
The overfill must be at least 50cm.

erforderliche Endauflast auf dem Fundamentkörper für Überschüttung I:
required earth cover on the foundation body for the cover fill I:

$A_{Auflast} = \frac{\pi}{4} \times (22{,}50^2 - 10{,}90^2) = 304{,}3\ m^2$

$V_{erf} = 372{,}9\ m^3$

$G_{erf} = V \times \gamma = 372{,}9\ m^3 \times 1{,}8\ to/m^3 = 671{,}3\ to$

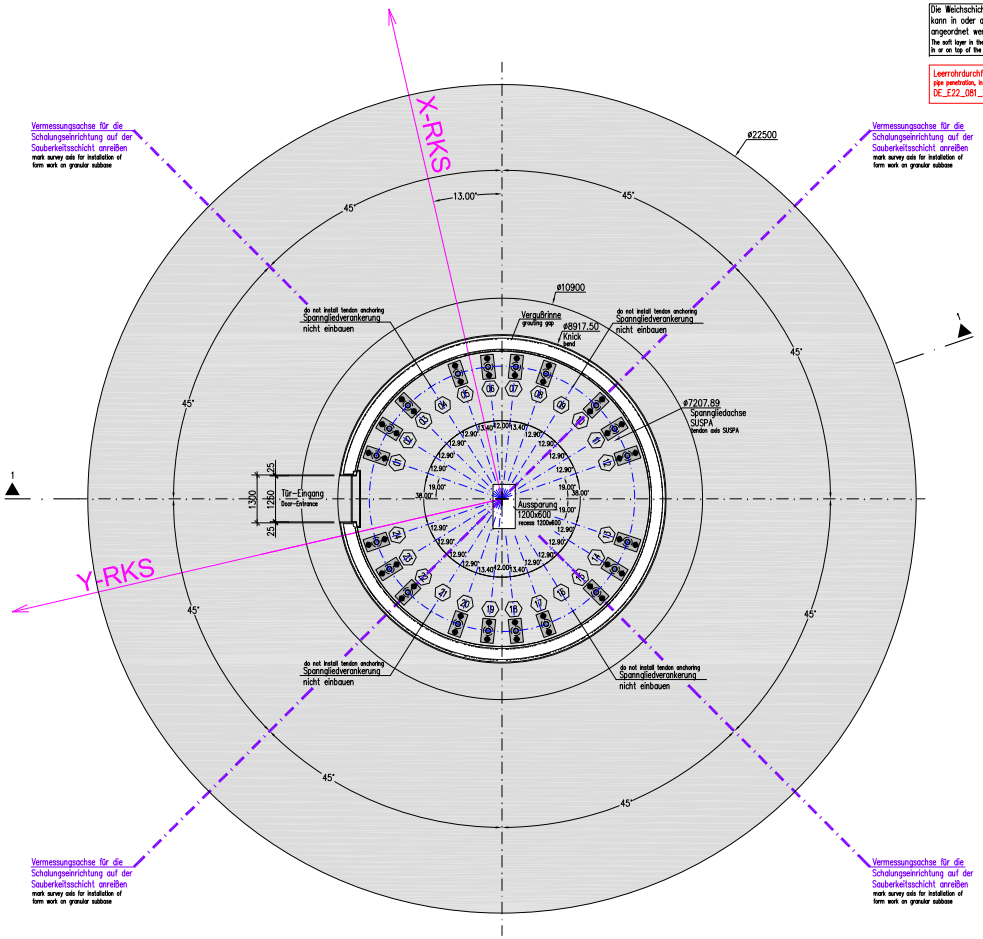
$h_I\,[m] = \frac{G_{erf}}{\gamma_{erh}} - \frac{V_{erf}}{A_{Auflast}} = \frac{671{,}3\ [to]}{\gamma_{erh}\ [to/m^3]} - \frac{372{,}9\ [m^3]}{304{,}3\ [m^2]}$

Volumen Beton:
volume concrete: 630m³
Fundamentkopf = 55m³
Fundamentplatte = 575m³
Gewicht: weight: 15750kN

C40/50
C30/37

DRAUFSICHT
TOP VIEW
M 1:50

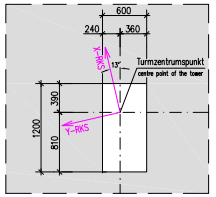
Detail Tür "Vergußbrett"
Detail door "shuttering board"
siehe Plan DE_E22_081_XX_X_Uebersicht



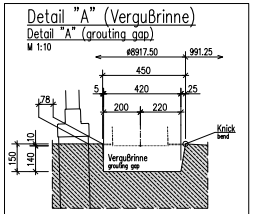
Die Weichschicht in der Fundamentmitte kann in oder auf der Sauberkeitsschicht angeordnet werden.
The soft layer in the foundation center can be placed in or on top of the clean layer.

Leerrohrdurchführung, Einbauteile, etc. siehe Plan
pipe penetration, installation parts, e.g. see plan
DE_E22_081_XX_X_Uebersicht

DRAUFSICHT AUSSPARUNG
TOP VIEW RECESS
M.: 1:25



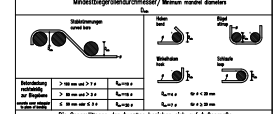
Detail "A" (Vergußrinne)
Detail "A" (grouting gap)
M 1:10



TYPENPRÜFUNG Geltungsdauer
....Jahre/Wiedervorlage bis .....
3662973-2-d
in bautechnischer Hinsicht geprüft.
Siehe Prüfbericht vom 27.01.2023
München
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit
von Windenergieanlagen
Der Bearbeiter
Der Leiter

Biege- und Verlegeanweisung
Bending- and installation instruction
nach/according: EC2 + NA

Mindestbiegerollendurchmesser/ Minimum mandrel diameters



Die Gesamtlängen der Auszüge bestehen sich auf Außenmaße
All total lengths of bar profiles show outside dimensions

Die erforderliche Erdanschüttung auf dem Fundament, im Errichtungszustand, ist aus der Statik im Kapitel "Bauzustände" zu entnehmen.
The required earth fill on the foundation in the erection process can be taken from the structural analysis in the chapter of "construction conditions".

Die maximale Schiefstellung infolge Baugrundsetzungen duerfen gemaeß der DIBt-Richtlinie, Fassung Oktober 2012, folgenden Wert nicht überschreiten:
The maximum tilt due to differential settlements must not exceed the following value, according to DIBt-guidline, edition october 2012:

	In 25 Jahren 3mm/m In 25 years 3mm/m

Im Lastfall BS-P nach DIN 1054:2010 ergibt sich rechnerisch folgende max. charakteristische Kantenpressung:
In loadcase BS-P, DIN 1054:2010, a maximum characteristic edge pressure has been calculated: σ_{Rk} = 267 kN/m²

Im Lastfall BS-A nach DIN 1054:2010 ergibt sich rechnerisch folgende max. charakteristische Kantenpressung:
In loadcase BS-A, DIN 1054:2010, a maximum characteristic edge pressure has been calculated: σ_{Rk} = 317 kN/m²

Alle Werte sind durch den Baugrundgutachter für den jeweiligen Standort zu bestätigen.
All values has to be verified by the building geotechnical expert for the specific location.

Der Grundbruchnachweis ist vom Baugrundgutachter zu erbringen. Dabei ist die mittlere Bodenpressung mit den Lasten aus folgender Tabelle zu ermitteln:
Zusätzlich sind die Lasten der Erdüberschüttung und des Auftriebs gemäß den Planungen für den jeweiligen Standort der Windenergieanlagen anzusetzen.
The verification against soil rupture has to be carried out by the building geotechnical expert. For this, the mean soil pressure has to be calculated with the loads given in the following table:
Additionally the loads stemming from the earth cover and the buoyancy according to the design need to be taken into account for the respective wind turbine location.

Maximale charakteristische Lasten (γ_F=1,00) in der Sohlfuge der Gründung (exkl. Erdüberschuettung, Auftrieb und etwaiger Anbauteile)
Maximum characteristic loads (γ_F=1,00) in the joint between bottom of foundation and soil (excl. earth cover fill, hydrostatic uplift and possible mounting parts)

	BS-P (DIN 1054:2010)	BS-T (DIN 1054:2010)	BS-A (DIN 1054:2010)
Va [kN]	33036	33036	32507
Hk [kN]	1404	881	1495
Mk [kNm]	171153	124207	193357

Zementsorte: grade of cement:	CEM III-Zemente alleine (exclusively) oder CEM II-Zemente mit Flugasche (cement with fly ash) oder CEM I- und CEM II-Zemente mit Flugasche (cement with fly ash)
Ausführung: execution:	Massenbeton nach DAfStb-Richtlinie: Massige Bauteile aus Beton Fundamentausführung nach / Bulk concrete according to DAfStb-guideline. concrete structural elements Foundation construction according to: DIN EN 206-1 i.Vkm. DIN 1045-2; DIN EN 1992-1-1 in DIN EN 13670 i.Vkm. DIN 1045-3

Fugenausbildung mit einem Vergussmoertel
siehe zugehoerigen Uebersichtsplan

Grundlegende Anforderungen
Nennwert des Grundmaßes der Gesteinskoernung:
Fundamentkopf ≤16mm
verbleibender Fundamentkoerper ≤ 32mm
Klasse des Chloridgehaltes: Cl 0,20
Frischbetontemperatur nach Angabe Betontechnologe
jedoch maximal 30°C

Zusaetzliche Anforderungen
frisch- und schwindarmen Beton für die Außenbauteile.
Geringe Hydrationswaerme.
Wegen der großen Betonabmessungen ist zur Vermeidung schaedlicher Auswirkungen infolge Abbindewaerme und Schwindneigung ein Betontechnologe einzuschalten.
Betonrezeptur mit geringer Warmeentwicklung während des Hydrationsprozesses waehlen.
Probekörper sind gemaeß bauteilaehnlichen Prüfplan zu erstellen.
Fundamentoberfläche nachverdichten.

Der Auftragnehmer ist fuer alle Maßnahmen sowie die komplette Arbeitsausführung vor Ort verantwortlich.
Es sind nur angegebene Maßnahmen zu verwenden.
Jegliche Unstimmigkeiten muessen dem Bauleiter gemeldet werden bevor die Arbeit fortgesetzt wird.

Die Ausführarbeiten sind von einem Fachingenieur zu ueberwachen.
Die Betonzusammensetzung ist durch entsprechende Lieferzeugnisse zu bestätigen.

Die Nachbehandlungsmaßnahmen sind mit dem Betontechnologen auf die Betoneigenschaften und die Witterungsverhaeltnisse abzustimmen.

Joint construction with a grouting mortar
see associated layout complete tower

Fundamental requirements
maximal grain size of the aggregate:
foundation cap = 16mm
remaining foundation body = 32mm
class of the chlorid concentration: Cl 0,20
Temperature of fresh concrete according to expert for concrete technology but not higher than 30°C

Additional requirements
low shrinking and creeping concrete shell be used for outside comp.
low heat of hydration.
An expert on concrete technology has to be consulted to avoid damage due to shrinkage, hydration or possible aggressive components of the ground.
A concrete formula with low thermal development during the hydration process has to be chosen.
Concrete test-specimens must be produced in accordance to the building-site related inspection plan.
Repress and mechanical abrade the foundation surface.

The contractor is responsible for all dimensions and for the correct setting out of the work on site.
Only figured dimensions are to be used.
Any discrepancies are to be reported to the engineer before proceeding.

All excavations have to be inspected by a qualified engineer.
The composition of the concrete has to be confirmed by the delivery certification.

The after-treatment measures have to be adjusted and written down in consultation with the concrete technology expert according to the concrete properties and weather conditions.

Baustoffe
Building materials

letzte Stabstahlposition final steel bar position	–	Betonstahl: B500B reinforcement steel gemäß/according to DIN 488-1 + DIN EN 10080
letzte Mattenposition final mesh position	–	Betonfestigkeitsklasse: C30/37 & C40/50 Concrete strength gemäß/according to DIN EN 1992-1-1

Betondeckung (mm)
Concrete cover

	Expositionsklassen Exposure classes	Vorhaltemaß c_v Laying measurement c_v	Vorhaltemaß Δc_{dev} Absence measurement Δc_{dev}
Innen inside	XC1, XC3, XD1, XF1, XF	10	15
außen/innen/unter wasserbeaufschlagt outside/inside/under water	XC1, XC3, XD1, XF1, XF	10/10/15	15/15/15
erdberührt buried	XC1, XC3, XD1, XF1, XF	10	15

Anmerkung: Expositionsklasse XD1 nur in Außenbereich ohne Erdüberdeckung erforderlich.
Note: Exposure class XD1 in outside areas without backfill / earth cover

- dynamische Drehfeder der Gründung: K_{dyn} ≥ 310000 MNm/rad
  dynamic rotational stiffness
- statische Drehfeder der Gründung: K_{stat} ≥ 50000 MNm/rad
  statical rotational stiffness

ZUGEHÖRIGE PLÄNE		ASSOCIATED DRAWINGS
Plan NR. :	Planbezeichnung	
DE_E22_001_XX_X_Uebersicht	Übersichtsplan Gesamtturm	layout complete tower
DE_E22_003_XX_X_Erdung	Erdungskonzept Übersichtsplan	general plan with earthing concept
DE_E22_004_XX_X_Erdung	Erdung für Fundament	grounding for foundation
DE_E22_006_XX_X_Bewehrung	Bewehrungsplan Fundament	foundation reinforcement plan
DE_E22_081_XX_X_Uebersicht	Übersichtsplan Leerrohraustritt	layout pipe penetration
MS78	Spanngliedverankerung 3,0	tendon anchoring 3,0
DE_E22_M012_Montageplan	Abstecken Montagerahmen	staking out mounting frame

ENERCON Windenergieanlage
E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
DIBt 2012 WZ 2 / IEC WZ IIA

ENERCON wind turbine generator
E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
DIBt 2012 WZ 2 / IEC WZ IIA

Änderung:	Bezeichnung:	erstellt:	Datum:
	Dynamische Drehfeder der Gründung" geändert	Reg.	15.11.2022
	Werte der Lastfälle angepasst	Mocs.	16.09.2022
	Wert Mk im Lastfall BS-P der max. charakter. Lasten berichtigt	Mocs.	22.08.2022
	Expositionsklassen angepasst	Ernst	28.07.2022

Aussparung 1200x600 ergänzt

MAX BÖGL
Fortschritt baut man aus Ideen.

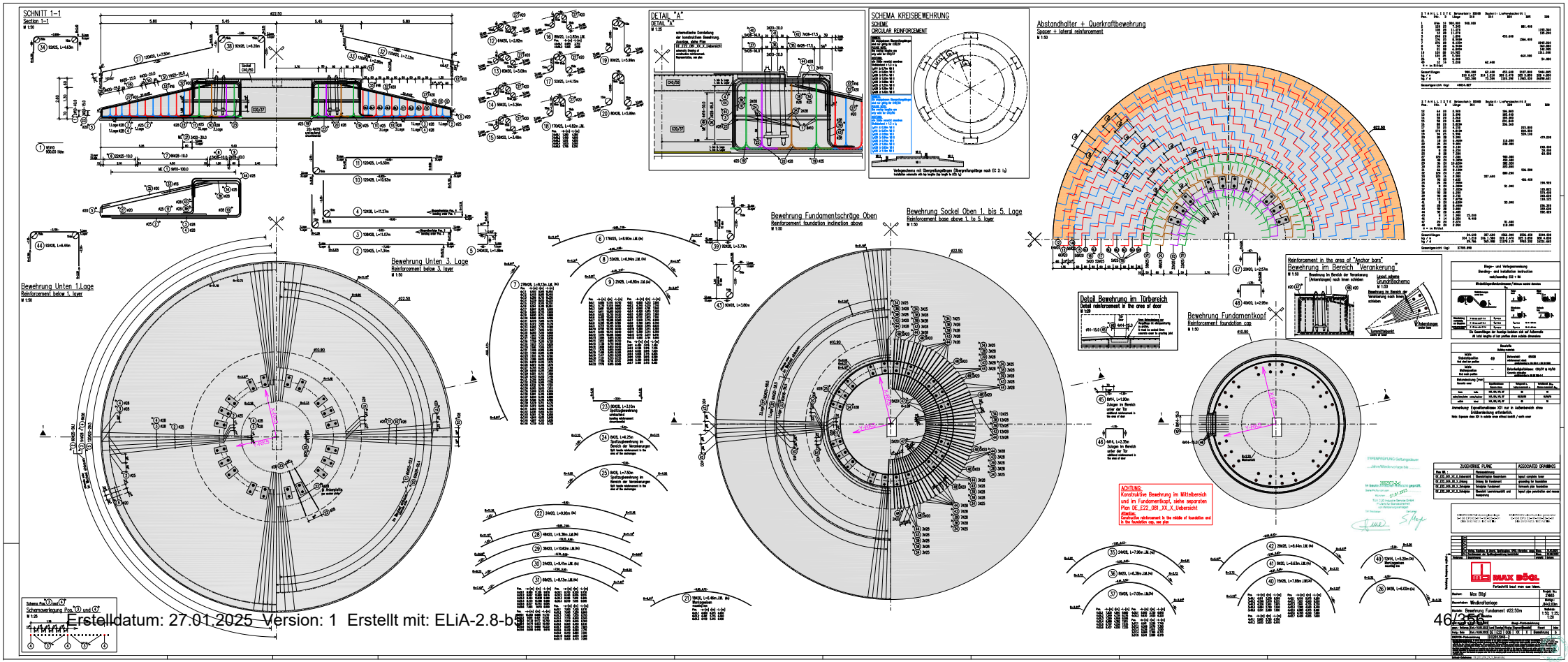
Bauherr:	Max Bögl									Projekt Nr.:	21683
Bauvorhaben:	Windkraftanlage wind turbine generator									Blattgr.:	1.19+.84m
Bauteile:	Schalplan Fundament ø 22,50m formwork plan foundation									Maßstab:	1:50; 1:25; 1:10
erst.: Lerzer	Dat.: 28.04.2022	Boegl-Planbezeichnung									
gepr.: Rehrmann	Dat.: 28.04.2022	Land	Turmtyp	Rotortyp	Segment	Baustufe	Planart	Index			
freig.: Betz	Dat.: 28.04.2022	DE	E22	005	XX	X	Schalplan	d			
ENERCON-Planbezeichnung	D02653946										

Softool-Dokument: DE_E22_005_XX_X_SHA18.dm

Achtung:
Spanngliedernummerierung auf Fundament kennzeichnen!
Attention:
Mark tendon numbering on foundation!

Sichtbare Betonkanten 1,0/1,0cm fasen
Visible concrete edges chamfer 1,0/1,0cm

Erstelldatum: 27.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5


SCHNITT 1–1
Section 1–1
M 1:50
DETAIL "A"
M 1:25
SCHEMA KREISBEWEHRUNG
CIRCULAR REINFORCEMENT
Abstandhalter + Querkraftbewehrung
Spacer + lateral reinforcement
M 1:50
Bewehrung Unten 1.Lage
Reinforcement below 1. layer
M 1:50
Bewehrung Unten 3. Lage
Reinforcement below 3. layer
M 1:50
Bewehrung Fundamentschräge Oben
Reinforcement foundation inclination above
M 1:50
Bewehrung Sockel Oben 1. bis 5. Lage
Reinforcement base above 1. to 5. layer
M 1:50
Detail Bewehrung im Türbereich
Detail reinforcement in the area of door
M 1:20
Bewehrung Fundamentkopf
Reinforcement foundation cap
M 1:50
Reinforcement in the area of "Anchor bars"
Bewehrung im Bereich "Verankerung"
M 1:50
Legend - schema
Grundrißschema
M 1:50
Schemazerlegung Pos. ③ und ④
M 1:20
ACHTUNG:
Konstruktive Bewehrung im Mittelbereich und im Fundamentkopf, siehe separaten Plan DE_E22_081_XX_X_Übersicht
Attention:
Constructive reinforcement in the middle of foundation and in the foundation cap, see plan
ZUGEHÖRIGE PLÄNE
ASSOCIATED DRAWINGS
MAX BÖGL
Fertschritt baut man aus Ideen.
Max Bögl
Windkraftanlage
Bewehrung Fundament Ø22.50m
1:50, 1:25, 1:20

PRÜFAMT FÜR STANDSICHERHEIT FÜR DIE
BAUTECHNISCHE PRÜFUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

TÜV SÜD
Industrie Service

Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

Prüfbericht für eine Typenprüfung

Datum: 20.02.2023

Prüfnummer: **3662973-3-d**

Objekt: **Prüfung der Standsicherheit - Tiefgründung**
Turm: E-138 EP3 E3-HT-160-ES C 01 (Bögl E22)
Fundament: TgmA Ø = 23,00 m
Windzone 2, Geländekategorie II,
Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0

54 Fertigteilrammpfähle 45/45 cm
54 Ortbetonrammpfähle Ø 51 cm
46 Ortbetonrammpfähle Ø 51 cm
40 Ortbetonrammpfähle Ø 56 cm
22 Bohrpfähle Ø 100 cm

Prüfgrundlage: DIBt-Richtlinie 2012

Hersteller Wind-energieanlage:
ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich

Konstruktion und Berechnung Fundament:

Max Bögl Wind AG
Max-Bögl-Straße 1
92369 Sengenthal
Germany

grbv wind GmbH
Expo Plaza 10
30539 Hannover
Germany

Auftraggeber:
ENERCON GmbH
Dreekamp 5
DE-26605 Aurich

Geltungsdauer: bis 19.02.2028

Unsere Zeichen:
IS-ESW-MUC/AME

Dokument:
3662973-3-d_Enercon_E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01_E22_TGmA_23,0m.docx

Das Dokument besteht aus 10 Seiten.
Seite 1 von 10

Die auszugsweise Wiedergabe des Dokumentes und die Verwendung zu Werbezwecken bedürfen der schriftlichen Genehmigung der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände.

Industrie Service

Revision	Datum	Änderungen
0	20.02.2023	Erstfassung

Inhaltsverzeichnis

1. Unterlagen 3
1.1. Geprüfte Unterlagen 3
1.2. Eingesehene Unterlagen 3
2. Prüfgrundlage 4
3. Beschreibung 6
3.1. Baustoffe 6
3.2. Lastannahmen 6
3.3. Baugrund 7
4. Prüfumfang 7
5. Prüfbemerkungen 7
6. Prüfergebnis 8
Auflagen 8

Industrie Service

1. Unterlagen

1.1. Geprüfte Unterlagen

Folgende Dokumente, sofern nicht anders angegeben von GRBV wind GmbH erstellt, wurden zur Prüfung vorgelegt und mit rundem Prüfstempel versehen:

[1] “Statische Berechnung - Windenergieanlage Enercon E138 EP3 E3 NH 160 m - Hybridturm E22 - Grundlagendokument zur statischen Bemessung von 4 Typenpfahlgründungen (Variante A bis D)”,
Enercon Dokument Nr.: D02653957-1, Rev. 02

[2] “Statische Berechnung - Windenergieanlage Enercon E138 EP3 E3 NH 160 m - Hybridturm E22 - Statische Bemessung der Pfahlgründung mit 22 Bohrpfählen Ø100 cm (Variante D)”,
Enercon-Dok.-Nr.: D02653961-1 Rev. 02

[3] “Statische Berechnung - Windenergieanlage Enercon E138 EP3 E3 NH 160 m - Hybridturm E22 - Statische Bemessung der Pfahlgründung mit 40 Ortbetonrammpfählen Ø56 cm (Variante C)”,
Enercon-Dok.-Nr.: D02653960-1 Rev. 02

[4] “Statische Berechnung - Windenergieanlage Enercon E138 EP3 E3 NH 160 m - Hybridturm E22 - Statische Bemessung der Pfahlgründung mit 46 Ortbetonrammpfählen Ø51 cm (Variante B)“
Enercon-Dok.-Nr.: D02653959-1 Rev. 02

[5] “Statische Berechnung - Windenergieanlage Enercon E138 EP3 E3 NH 160 m - Hybridturm E22 - Statische Bemessung der Pfahlgründung mit 54 Fertigteilrammpfählen 45/45 cm oder 54 Ortbetonrammpfählen Ø51 cm (Variante A)”,
Enercon-Dok.-Nr.: D02653958-1 Rev. 02

[6] “Schalplan Fundament Ø23,00m”, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Enercon Planbezeichnung: D02653970-1
Dokument Nr. DE_E22_305_XX_X_Schalplan, Rev. a

[7] “Übersichtsplan Pfahlgründung, Pfahlvariante D”, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Dokument Nr. DE_E22_308_XX_X_Uebersicht, Rev. d
Enercon Planbezeichnung: D02653968-2

[8] “Übersichtsplan Pfahlgründung, Pfahlvariante C”, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Dokument Nr. DE_E22_208_XX_X_Uebersicht, Rev. c
Enercon Planbezeichnung: D02653966-1

[9] “Übersichtsplan Pfahlgründung, Pfahlvariante B”, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Dokument Nr. DE_E22_108_XX_X_Uebersicht, Rev. c
Enercon Planbezeichnung: D02653964-1

[10] “Übersichtsplan Pfahlgründung, Pfahlvariante A.1 und A.2”, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Dokument Nr. DE_E22_008_XX_X_Uebersicht, Rev. c
Enercon Planbezeichnung: D02653962-1

[11] “Bewehrung Fundament Pfahlgründung, Pfahlvariante D”, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Dokument Nr. DE_E22_310_XX_X_ Bewehrung, Rev. c,
Enercon Planbezeichnung: D02653969-3

[12] “Bewehrung Fundament Pfahlgründung, Pfahlvariante C”, erstellt von Max Bögl Wind AG,
Dokument Nr. DE_E22_210_XX_X_ Bewehrung, Rev. c,
Enercon Planbezeichnung: D02653967-3

Industrie Service

[13] “Bewehrung Fundament Pfahlgründung, Pfahlvariante B”, erstellt von Max Bögl Wind AG, Dokument Nr. DE_E22_110_XX_X_ Bewehrung, Rev. c, Enercon Planbezeichnung: D02653965-3

[14] “Bewehrung Fundament Pfahlgründung, Pfahlvariante A.1 und A.2”, erstellt von Max Bögl Wind AG, Dokument Nr. DE_E22_010_XX_X_Bewehrung, Rev. d, Enercon Planbezeichnung: D02653963-4

[15] „Fundamentdatenblatt Hybridturm Max Bög Hybridturm DE_E22, E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 Tiefgründung”, erstellt von Max Bögl Wind AG, Enercon Dokument Nr.: D02653956-2, Rev. 03

[16] „Statische Berechnung der Bauzustände, Max Bögl Hybridturm E22“, Kapitel 10, Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 3, ENERCON Dokument Nr. D02653940-3

1.2. Eingesehene Unterlagen

Folgende Dokumente wurden im Rahmen der Prüfung zusätzlich herangezogen:

[17] „Anforderungen an das Fundamentdesign Max Bögl Hybridturm-E22“, erstellt von Max Bögl Wind AG, Enercon Dokument Nr. D02653939-2, Projekt Nr. 21683-E22, Rev. 02

[18] „Statische Berechnung für den Max Bögl Hybridturm RT 2.0, Bauteil: Spannglied-verankerung“, erstellt von Max Bögl Wind AG, Projekt Nr. 21683, Rev. i

[19] „Gutachtliche Stellungnahme Hybridtürme für Windenergieanlagen – Bauteile für Spanngliedverankerung – Statischer Nachweis der Bauteile für die untere Spanngliedverankerung von Hybridtürmen für Windenergieanlagen gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2015“, erstellt von TÜV NORD CERT GmbH, Dokument Nr. 8118 409 048-6 D, Rev. 0

[20] „Übersichtsplan Gesamtturm, NH 160.0 m, Spannglieds. “SUSPA““, erstellt von Max Bögl Wind AG, Enercon Dokument Nr. D02653944-0, Dokument Nr. DE_E22_001_XX_X_Uebersicht, Rev. 0

[21] „Prüfbericht für eine Typenprüfung Prüfung der Standsicherheit – Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Bögl E22) Windenergieanlage Enercon E-138 EP3, 160 m Nabenhöhe Windzone 2, Geländekategorie II, Turbulenzkategorie A, Erdbebenzone 0“, erstellt von TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Dokument Nr. 3362973-1-d, Rev. 0

2. Prüfgrundlage

Die Prüfung der Unterlagen erfolgte gemäß folgender Richtlinie:

/1/ „Richtlinie für Windenergieanlagen“, herausgegeben vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt), Ausgabe Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015

Zur Prüfung wurden zusätzlich folgende Normen und Richtlinien herangezogen:

/2/ DIN EN 1991-1-1:2010 „Eurocode 1: Einwirkung auf Tragwerke – Teil 1-1: Allgemeine Einwirkungen auf Tragwerke - Wichten, Eigengewicht und Nutzlasten im Hochbau; Deutsche

Fassung EN 1991-1-1:2002 + AC:2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1991-1-1/NA:2010 + DIN EN 1991-1-1/NA/A1:2015

/3/ DIN EN 1992-1-1:2011 „Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetonbauwerken –Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1992-1-1:2004 + AC:2010“ + DIN EN 1992-1-1/A1:2015, mit nationalem Anhang DIN EN 1992-1-1/NA:2013 + DIN EN 1992-1-1/NA/A1:2015

/4/ DIN EN 1997-1:2009 „Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik - Teil 1: Allgemeine Regeln; Deutsche Fassung EN 1997-1:2004 + AC: 2009“, mit nationalem Anhang DIN EN 1997-1/NA:2010

/5/ DIN 1054:2010 „Baugrund – Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau – Ergänzende Regelungen zu DIN EN 1997-1“ + DIN 1054/A1:2012 und DIN 1054/A2:2015

/6/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 439 „Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIP Model Code 1990“, Ausgabe 1994

/7/ Deutscher Ausschuss für Stahlbeton Heft 600 „Erläuterungen zu DIN EN 1992-1-1 und DIN EN 1992-1-1/NA (Eurocode 2)“, Ausgabe 2012

Industrie Service

3. Beschreibung

Der Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES C 01 (Bögl E22) wird mit Spanngliedern extern vorgespannt und im Fundamentsockel mit einer Ankerstangenkonstruktion mit Ankerplatten verankert.

Die Tiefgründung besteht aus einer kreisförmigen Fundamentplatte mit veränderlicher Höhe sowie einem darauf aufgesetzten Sockel. Zwischen Turmfuß und Sockel ist eine Mörtelausgleichsschicht angeordnet.

Die Fundamentplatte wird mit Erdreich überschüttet, um die statisch erforderliche Auflast zu erreichen.

Die genauen Abmessungen des Fundaments können dem Schalplan [6] entnommen werden.

Die Lasten werden über Stahlbetonpfähle in den tragfähigen Baugrund eingeleitet. Hierzu sind 3 verschiedene Pfahlkonfigurationen konzipiert und nachgewiesen worden, deren Pfahllängen standortabhängig festzulegen sind.

	Variante A.1	Variante A.2	Variante B	Variante C	Variante D
Anzahl Pfähle	54	54	46	40	22
Pfahlart	Fertigteil-rammpfahl	Ortbeton-rammpfahl	Ortbeton-rammpfahl	Ortbeton-rammpfahl	Bohrpfahl
Pfahlquer-schnitt	45/45 cm	Ø 51 cm	Ø 51 cm	Ø 56 cm	Ø 100 cm

3.1. Baustoffe

Beton für Fundament	C30/37 mit Expositionsklassen XA1, XC4, XD1, XF1, WF gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Beton für Sockel	C40/50 mit Expositionsklassen XA1, XC4, XD1, XF1, WF gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/
Betonstahl	B500B gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/

3.2. Lastannahmen

Die dimensionierenden Lasten für die Fundamentauslegung sind in der Bauvorlage Fundamentlasten [17] angegeben. Diese Lasten wurden mit dem Prüfbericht zum Turm [21] bestätigt. Die angesetzte Entwurfslebensdauer der Windenergieanlage beträgt 25 Jahre.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden gemäß Turmprüfbericht [21] nicht berücksichtigt.

Auf der Oberseite der Fundamentplatte wurde eine Verkehrslast von 10 kN/m² berücksichtigt.

Eigengewichte wurden gemäß DIN EN 1991-1-1 /2/ und nach Herstellerangaben berücksichtigt.

Industrie Service

3.3. Baugrund

Die in Dokumenten [1] bis [5] unterstellten Bodenkennwerte für die horizontale Bettung der Pfähle betragen:

Bodenschicht	Tiefe (ab UK Fundament) [m]	$E_{s,stat}$ [MN/m²]
nicht tragfähiger Baugrund	1 – 15	1
tragfähiger Baugrund	> 15 – 20	30

Die Mindestwerte der dynamischen und statischen Drehfedersteifigkeit sowie der dynamischen horizontalen Wegfedersteifigkeit des Gesamtsystems aus Boden und Tiefgründung betragen gemäß [15]:

$k_{h,dyn}$	$k_{\varphi,dyn}$	$k_{\varphi,stat}$
250 MN/m	310 GNm/rad	50 GNm/rad

Der höchste für den Auftrieb in [1] bis [5] nachgewiesene Wasserstand liegt 0,306 m über Fundamentunterkante.

4. Prüfumfang

Dieser Prüfbericht für eine Typenprüfung umfasst die Prüfung hinsichtlich der Standsicherheit der in Abschnitt 3 beschriebenen Tiefgründung mit Auftrieb mit den zugehörigen Pfahlsystem-Varianten auf Basis der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen.

Für eine vollständige Typenprüfung sind alle in Dokument /1/, Kapitel 3 im Abschnitt I gelisteten gutachtlichen Stellungnahmen sowie ein zusammenfassender Prüfbescheid zur Typenprüfung von Turm und Fundament erforderlich. Diese können bis spätestens zu Baubeginn der ersten Anlage nachgereicht werden.

Die Überprüfung der Standorteignung sowie des Blitzschutz- und Erdungskonzepts ist nicht Gegenstand dieses Berichts.

Abweichungen von den geprüften Unterlagen und Prüfgrundlagen bezüglich Konstruktion, Lastannahmen, Randbedingungen und Ausführung, die Einfluss auf die Standsicherheit haben, sind durch diesen Bericht nicht abgedeckt und erfordern eine Überarbeitung der Berechnung und deren Prüfung.

5. Prüfbemerkungen

Die vorgelegten Nachweise wurden durch eigene Vergleichsrechnungen überprüft. Auf Basis der eingereichten Unterlagen und unserer Vergleichsrechnungen können ausreichende Sicherheiten bestätigt werden. Die Zeichnungen wurden auf Übereinstimmung mit den Annahmen der Berechnungen sowie den Vorgaben der in Abschnitt 2 genannten Prüfgrundlagen geprüft.

Schnittstellen:

Die Nachweise der Lasteinleitung in den Beton unter dem Vergussmörtel des Fundaments sowie über den Ankerplatten im Fundament werden mit diesem Prüfbericht bestätigt.

Industrie Service

Die Nachweise der Lasteinleitung in den Vergussmörtel am Turmfuß wurden in der Turm statischen Berechnung geführt und in [21] bestätigt.

Die Nachweise der oberen und unteren Ankerplatten sowie der Ankerstangen der Spanngliedverankerung wurden in Dokument [18] mit exemplarischen Lasten geführt und mit der gutachtlichen Stellungnahme [19] bestätigt. Mit diesem Prüfbericht wird bestätigt, dass die in [18] getroffenen Annahmen mit den Randbedingungen dieses Fundamentes übereinstimmen und die Prüfaussage in [19] für dieses Fundament gültig ist.

In der statischen Berechnung [1] wurden die Nachweise der inneren Tragfähigkeit der Pfähle für angenommene Bodenschichtungen (siehe Abschnitt 3.3.) geführt. Die Nachweise werden mit diesem Prüfbericht bestätigt.

Die Nachweise der äußeren Tragfähigkeit der Pfähle sind nicht Gegenstand dieser Prüfung.

Teilsicherheitsbeiwerte:

In Dokumente [1] bis [5] wurde abweichend von den Regelungen in /1/ der Teilsicherheitsbeiwert für günstig wirkendes Eigengewicht für die Fundamentplatte mit 0,95 angesetzt. Die daraus resultierende minimale Wichte des Fundamentkörpers von 23,7 kN/m³ ist durch entsprechende Qualitätssicherung auf der Baustelle sicher nachzuweisen, siehe Auflage 13.

Imperfektionen:

Die Lasten aus [17] enthalten bereits Effekte aus einer Turmschiefstellung, von Differenzsetzungen des Fundaments von 3 mm/m sowie aus einer zusätzlichen Schiefstellung infolge der Berücksichtigung statischer Bodenkennwerte.

Abweichend von /1/ wurden laut Dokument [21] für die Turmschiefstellung statt 5 mm/m lediglich 200 mm an der Oberkante des Adapters angesetzt.

6. Prüfergebnis

Die Berechnungen und die zugehörigen Konstruktions- und Bewehrungszeichnungen für das Fundament entsprechen den in Abschnitt 2 genannten Normen und Richtlinien und sind im Wesentlichen vollständig und richtig.

Die Anforderungen an die Standsicherheit der Gründung sind erfüllt, vorausgesetzt, die nachstehenden Auflagen sowie alle Auflagen und Bemerkungen der zugehörigen Prüfberichte und Gutachten werden beachtet bzw. vollzogen.

Die Prüfung der technischen Unterlagen für das Fundament ist hiermit abgeschlossen.

Auflagen

Baugrund und Pfähle

1. Die vorhandenen Bodenkennwerte, die Zuordnung des Bodens zu Expositionsklassen nach DIN EN 1992-1-1 /3/ und der höchste für den Auftrieb maßgebende Wasserstand sind für den jeweiligen Standort zu ermitteln und im geotechnischen Untersuchungsbericht zu beschreiben.
2. Grundbautechnische Berechnungen sind im Rahmen des geotechnischen Entwurfsberichts durchzuführen. Die Schnittgrößen an Fundamentunterkante sind in den Plänen [7] bis [10] angegeben.

Industrie Service

3. Die Mindestwerte der dynamischen und statischen Drehfedersteifigkeit des Gesamtsystems aus Boden und Fundament gemäß Abschnitt 3.3. müssen für den jeweiligen Standort nachgewiesen werden. Dies gilt ebenso für den Mindestwert der Federsteifigkeit der dynamischen Horizontalfeder. Dabei kann das Fundament in guter Näherung als Starrkörper angenommen werden.

4. Die im geotechnischen Entwurfsbericht angenommenen Baugrundverhältnisse sind beim Baugrubenaushub vom Bodengutachter zu überprüfen und zu bestätigen.

5. Für eine Errichtung in Erdbebengebieten ist durch den Bodengutachter generell die Eignung der Pfahlgründung unter Berücksichtigung der geologischen Verhältnisse zu bestätigen.

6. Die Pfahlschnittgrößen sind in Abhängigkeit der anstehenden Bettung standortspezifisch zu ermitteln. Die Nachweise der inneren und äußeren Tragfähigkeit der Pfähle sind für jeden Standort gesondert zu erbringen und die Mindestpfahllängen festzulegen.

7. Bei den Nachweisen der inneren und äußeren Tragfähigkeit der Pfähle sind mögliche Pfahllasten aufgrund von Konsolidierung des schwach tragfähigen Bodens oder Grundwasserschwankungen zu berücksichtigen. Die Grundbruch- und Durchstanzsicherheit des Einzelpfahls und der Pfahlgruppe sowie gegebenenfalls Knicknachweise schlanker Pfähle sind für jeden Standort gesondert zu erbringen. Die Einflüsse der zyklischen Beanspruchung sind dabei zu berücksichtigen. Die Anschlussbewehrung der Pfähle ist mit ausreichender Verankerungslänge in das Fundament einzubinden.

8. Die getroffenen Annahmen bezüglich der äußeren Pfahltragfähigkeiten sind beim Rammen bzw. Bohren der Pfähle zu bestätigen.

9. Der unter dem Fundament anstehende gering tragfähige Boden muss entsprechend den Vorgaben in [7] bis [10] mindestens das Frischbetongewicht des ersten Betonierabschnitts aufnehmen können. Alternativ ist der Boden entsprechend den Angaben des Bodengutachters auszutauschen.

Ausführung Fundament

10. Sollte Expositionsklasse XA oder XS gemäß DIN EN 1992-1-1 /3/ abweichend von den gewählten Expositionsklassen gemäß Abschnitt 3.1. am Standort zu berücksichtigen sein, so sind gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen zum Schutz des Betons und der Bewehrung zu ergreifen.

11. Zur Begrenzung der Rissbildung infolge Hydratationswärmeentwicklung sind geeignete betontechnologische Maßnahmen zu ergreifen.

12. Der Zeitpunkt des Erreichens der erforderlichen Festigkeit des Vergussmörtels und Betons für das Vorspannen ist zu bestimmen und durch fachgerecht, unter Berücksichtigung der standortspezifischen Umgebungsbedingungen gelagerte Proben zu überprüfen und zu dokumentieren.

13. Die in der Berechnung angesetzte Wichte des Stahlbetons des Fundaments von 23,7 kN/m³ ist durch entsprechende Qualitätssicherung und im Rahmen der Bauüberwachung zu bestätigen.

14. Das in [6] spezifizierte Gesamtgewicht der Überschüttung muss zur Gewährleistung der Standsicherheit mindestens erreicht werden. Die Überschüttung muss gleichmäßig über den Umfang verteilt sein. Die Ausführung der Überschüttung muss in Abstimmung mit dem Bodengutachter gewählt werden.

Industrie Service

Prüfintervalle

15. Die Anforderungen an die wiederkehrenden Prüfungen gemäß DIBt-Richtlinie /1/ sind zu beachten.

Für die Verlängerung der Typenprüfung sind die Zeichnungen und die Berechnungen zu einer erneuten Überprüfung hinsichtlich geänderter Vorschriften oder Richtlinien vorzulegen.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit für die
bautechnische Prüfung von Windenergieanlagen

Der Bearbeiter

A. Molins Estellés

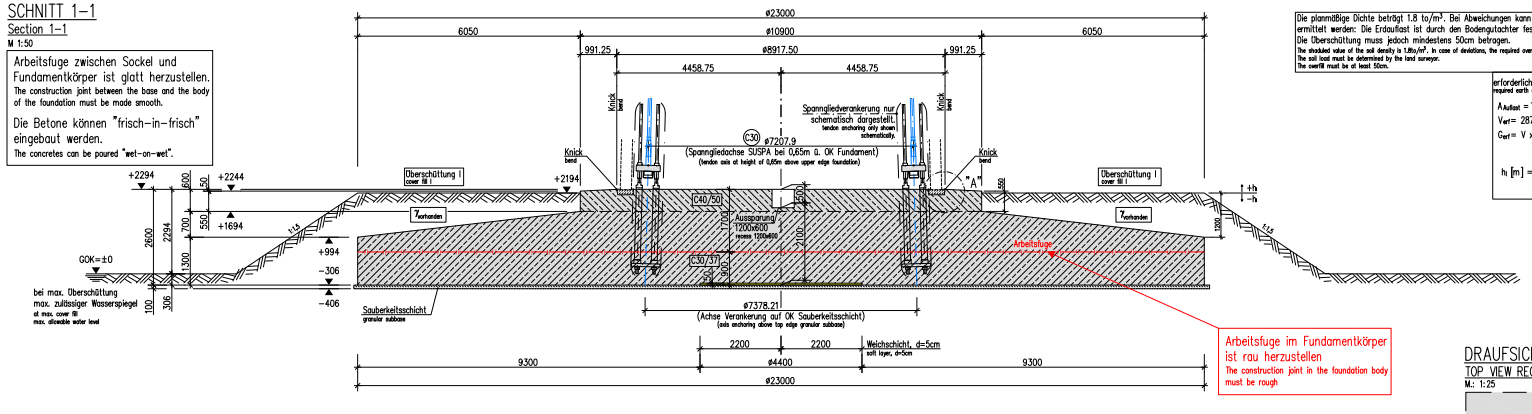
Der Leiter

i.V. S. Mayer

SCHNITT 1–1
Section 1–1
M 1:50

Arbeitsfuge zwischen Sockel und Fundamentkörper ist glatt herzustellen.
The construction joint between the base and the body of the foundation must be made smooth.

Die Betone können "frisch-in-frisch" eingebaut werden.
The concretes can be poured "wet-on-wet".



Arbeitsfuge im Fundamentkörper ist rau herzustellen
The construction joint in the foundation body must be rough

Die planmäßige Dichte beträgt 1,8 to/m³. Bei Abweichungen kann die erforderliche Überschüttung mit nachfolgender Formel ermittelt werden: Die Erdauflast ist durch den Bodengutachter festzulegen.
Die Überschüttung muss jedoch mindestens 50cm betragen.
The shedded value of the soil density is 1,8to/m³. In case of deviations, the required overfill can be calculated with following formula:
The soil load must be determined by the land surveyor.
The overfill must be at least 50cm.

erforderliche Endauflast auf dem Fundamentkörper für Überschüttung I:
required earth cover on the foundation body for the cover fill I:

$A_{Auflast} = \frac{\pi}{4} \times (23{,}00^2 - 10{,}90^2) = 322{,}2\ m^2$

$V_{erf} = 287{,}3\ m^3$

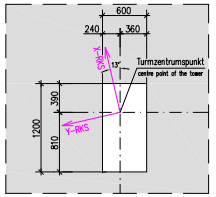
$G_{erf} = V \times \gamma = 287{,}3\ m^3 \times 1{,}8\ to/m^3 = 517{,}2\ to$

$h_I\,[m] = \frac{G_{erf}}{\gamma_{vorh}} - V_{erf} = \frac{517{,}2\ [to]}{\gamma_{vorh}\ [to/m^3]} - 287{,}3\ [m^3]$ / $A_{Auflast}\ 322{,}2\ [m^2]$

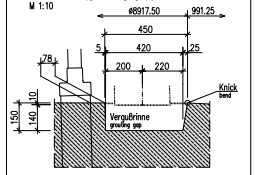
Volumen Beton:
volume concrete: 758m³
Fundamentkopf = 52m³
Fundamentplatte = 706m³
Gewicht: weight: 18950kN

C40/50
C30/37

DRAUFSICHT AUSSPARUNG
TOP VIEW RECESS
M.: 1:25



Detail "A" (Vergußrinne)
Detail "A" (grouting gap)
M 1:10

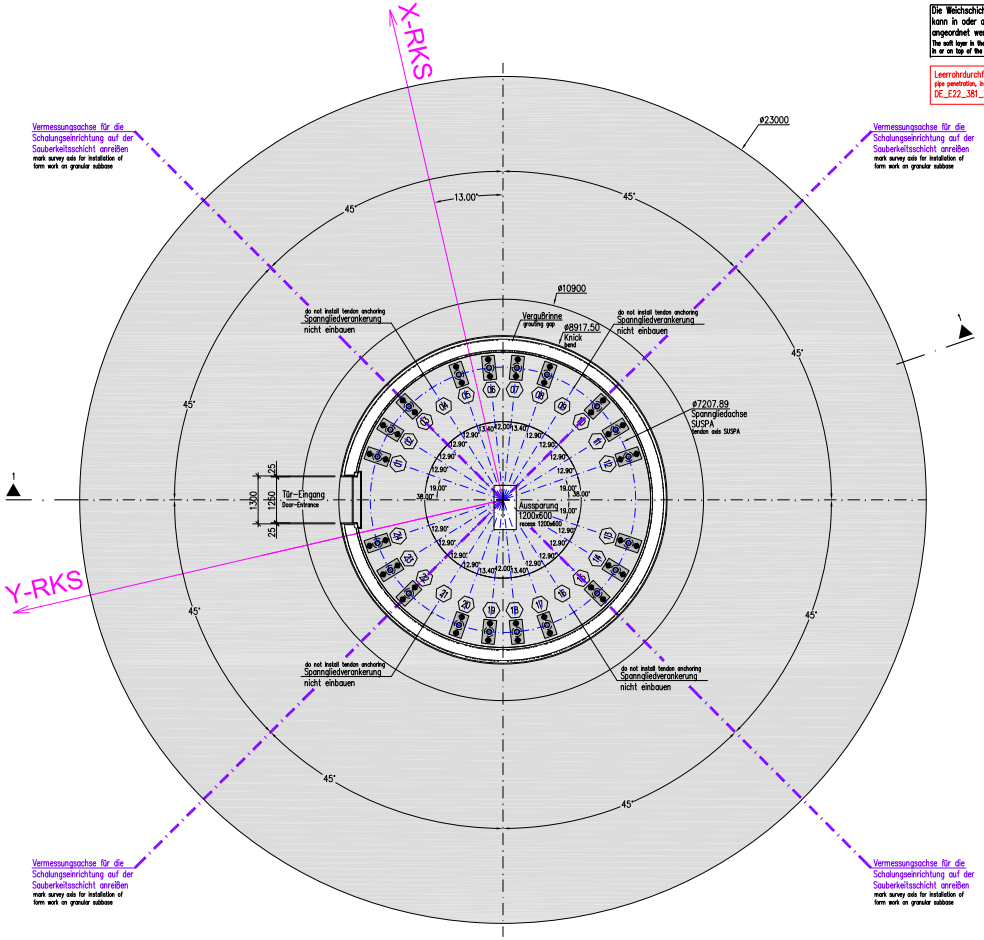


DRAUFSICHT
TOP VIEW
M 1:50

Detail Tür "Vergußbrett"
Detail door "thermoulding board"
siehe Plan DE_E22_381_XX_X_Uebersicht

Die Weichschicht in der Fundamentmitte kann in oder auf der Sauberkeitsschicht angeordnet werden.
The soft layer in the foundation center can be placed in or on top of the clean layer.

Leerrohrdurchführung, Einbauteile, etc. siehe Plan
pipe penetration, installation parts, e.g. see plan
DE_E22_381_XX_X_Uebersicht



Achtung:
Spanngliedernummerierung auf Fundament kennzeichnen!
Attention:
Mark tendon numbering on foundation

Sichtbare Betonkanten 1,0/1,0cm fasen
Visible concrete edges chamfer 1,0/1,0cm

Biege- und Verlegeanweisung
Bending- and installation instruction
nach/according: EC2 + NA

Mindestbiegerollendurchmesser / Minimum mandrel diameters

Die Gesamtlängen der Auszüge beziehen sich auf Außenmaße
All total lengths of bar profiles show outside dimensions

Baustoffe
Building materials

letzte Stabstahlposition final steel bar position	–	Betonstahl: B500B reinforcement steel:
letzte Mattenposition final mesh position	–	Betonfestigkeitsklasse: C30/37 & C40/50 Concrete strengths

Betondeckung [mm]
Concrete cover

		Expositionsklassen Exposure classes	Nutzlängenmaß c_{nom} Useful measurement c_{nom}	Vorhaltemaß Δc_{dev} Allowance measurement Δc_{dev}
innen	inside	XA1, XC4, XD1, XF1, XF	55	15
außen/unter/unter	outside/top/over	XA1, XC4, XD1, XF1, XF	55/55/55	15/15/15
seitlich	lateral	XA1, XC4, XD1, XF1, XF	55	15

Anmerkung: Expositionsklasse XD1 nur in Außenbereich ohne Erdüberdeckung erforderlich.
Note: Exposure class XD1 in outside areas without backfill / earth cover

TYPENPRÜFUNG Geltungsdauer
5 Jahre/Wiedervorlage bis 19.02.2028

3662973-3-d
in bautechnischer Hinsicht geprüft.
Siehe Prüfbericht vom 20.02.2023
München
TÜV ZUD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit von Windenergieanlagen
Der Beauftragte / Der Leiter

ZUGEHÖRIGE PLÄNE / ASSOCIATED DRAWINGS

Plan NR. :	Planbezeichnung	
DE_E22_000_XX_X_Uebersicht	Übersichtsplan Gesamtturm	layout complete tower
DE_E22_304_XX_X_Erdung	Erdung für Fundament	grounding for foundation
DE_E22_010_XX_X_Bewehrung	Bewehrungsplan Fundament	foundation reinforcement plan
DE_E22_110_XX_X_Bewehrung	Bewehrungsplan Fundament	foundation reinforcement plan
DE_E22_210_XX_X_Bewehrung	Bewehrungsplan Fundament	foundation reinforcement plan
DE_E22_310_XX_X_Bewehrung	Bewehrungsplan Fundament	foundation reinforcement plan
DE_E22_381_XX_X_Uebersicht	Übersichtsplan Leerrohraustritt	layout pipe penetration
M578	Spanngliedverankerung 3,0	tendon anchoring 3,0
DE_E22_M012_Montageplan	Abstecken Montagerahmen	staking out mounting frame

Ausführung: execution:	Massenbeton nach DAfStb-Richtlinie: Massige Bauteile aus Beton Fundamentausführung nach / Bulk concrete according to DAfStb-guideline: concrete structural elements Foundation construction according to: DIN EN 206-1 i.Vm. DIN 1045-2, DIN EN 1992-1-1 & DIN EN 13670 i.Vm. DIN 1045-3

Fugenausbildung mit einem Vergussmoertel siehe zugehoerigen Übersichtsplan

Joint construction with a grouting mortar see associated layout complete tower

Grundlegende Anforderungen
Nennwert des Größtkorns der Gesteinskoernung:
Fundamentkopf ≤16mm
verbleibender Fundamentkoerper ≤32mm
Klasse des Chloridgehaltes: Cl 0,20
Frischbetontemperatur nach Angabe Betontechnologe jedoch maximal 30°C

Fundamental requirements
maximal grain size of the aggregate:
foundation cap ≤ 16mm
remaining foundation body ≤ 32mm
class of the chlorid concentration: Cl 0,20
Temperature of fresh concrete according to expert for concrete technology but not higher than 30°C

Zusaetzliche Anforderungen
Kriech- und schwindarmen Beton für die Außenbauteile.
Wegen der großen Betonabmessungen ist zur Vermeidung schaedlicher Auswirkungen infolge Abbindewaerme und Schwindverformung ein Betontechnologe einzuschalten.
Probekörper sind gemäß bauteilenbezogenen Prüfplan zu erstellen.

Additional requirements
Low shrinking and creeping concrete shall be used for outside comp.
An expert on concrete technology has to be consulted to avoid damage due to shrinkage, hydration or possible aggressive components of the ground.
Concrete test-specimens must be produced in accordance to the building-site related inspection plan.

Der Auftragnehmer ist fuer alle Maßnahmen sowie die korrekte Arbeitsausführung vor Ort verantwortlich.
Es sind nur angegebene Maßnahmen zu verwenden.
Jegliche Unstimmigkeiten muessen dem Bauleiter gemeldet werden bevor die Arbeit fortgesetzt wird.

The contractor is responsible for all dimensions and for the correct setting out of the work on site.
Only figured dimensions are to be used.
Any discrepancies are to be reported to the engineer before proceeding.

Die Ausführarbeiten sind von einem Fachingenieur zu ueberwachen.
Die Betonzusammensetzung ist durch entsprechende Lieferzeugnisse zu bestätigen.

All excavations have to be inspected by a qualified engineer.
The composition of the concrete has to be confirmed by the delivery certification.

Die Nachbehandlungsmaßnahmen sind mit dem Betontechnologen auf die Betoneigenschaften und die Witterungsverhaeltnisse abzustimmen.

The after-treatment measures have to be adjusted and written down in consultation with the concrete technology expert according to the concrete properties and weather conditions.

ENERCON Windenergieanlage
E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
DIBt 2012 WZ 2 / IEC WZ IIA

ENERCON wind turbine generator
E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
DIBt 2012 WZ 2 / IEC WZ IIA

Änderung:	Bezeichnung:	Mass. ersetzt:	Datum:
A	Aussparung 1200x600 ergänzt		26.08.2022

MAX BÖGL
Fortschritt baut man aus Ideen.

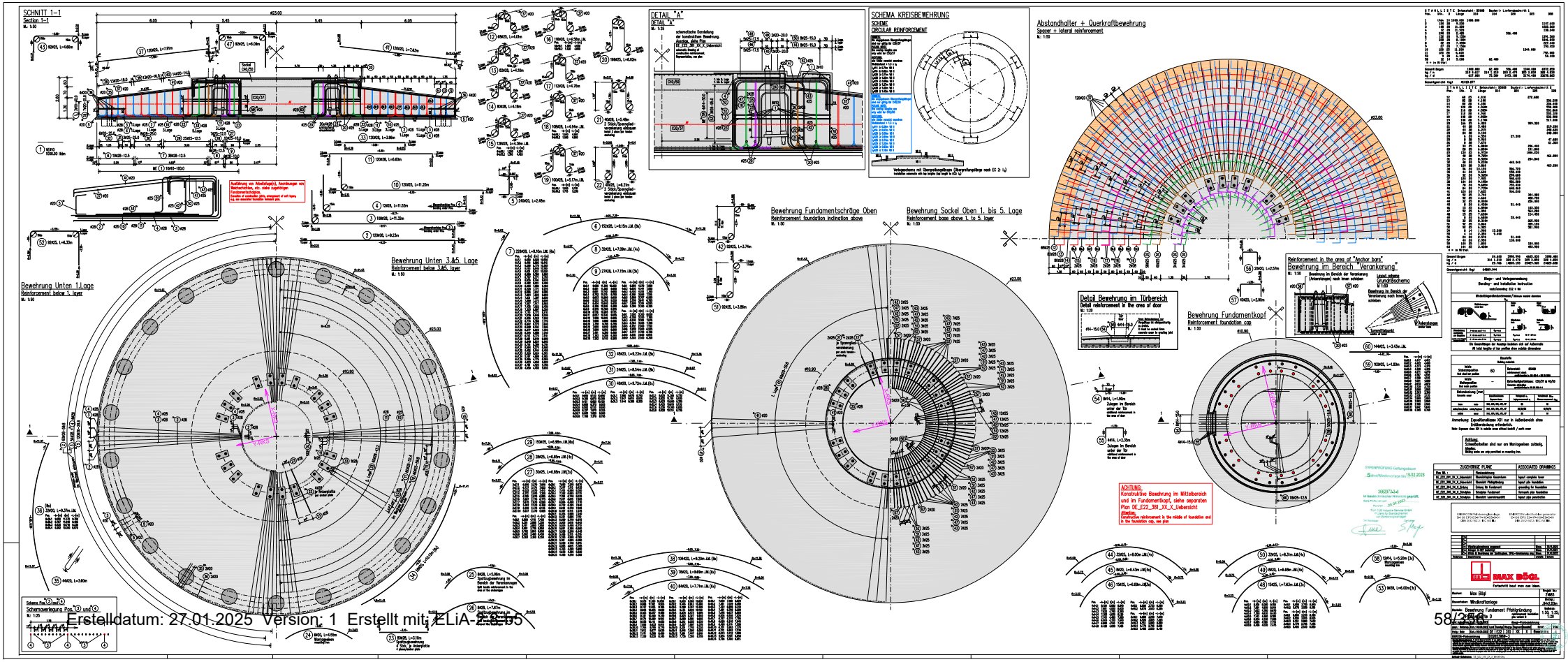
Bauherr:	Max Bögl	Projekt Nr.: 21683
Bauvorhaben:	Windkraftanlage wind turbine generator	Blatt gr.: 1,19x1,84m
Bauteile:	Schalplan Fundament ø23,00m formwork plan foundation	Maßstab: 1:50; 1:25; 1:10

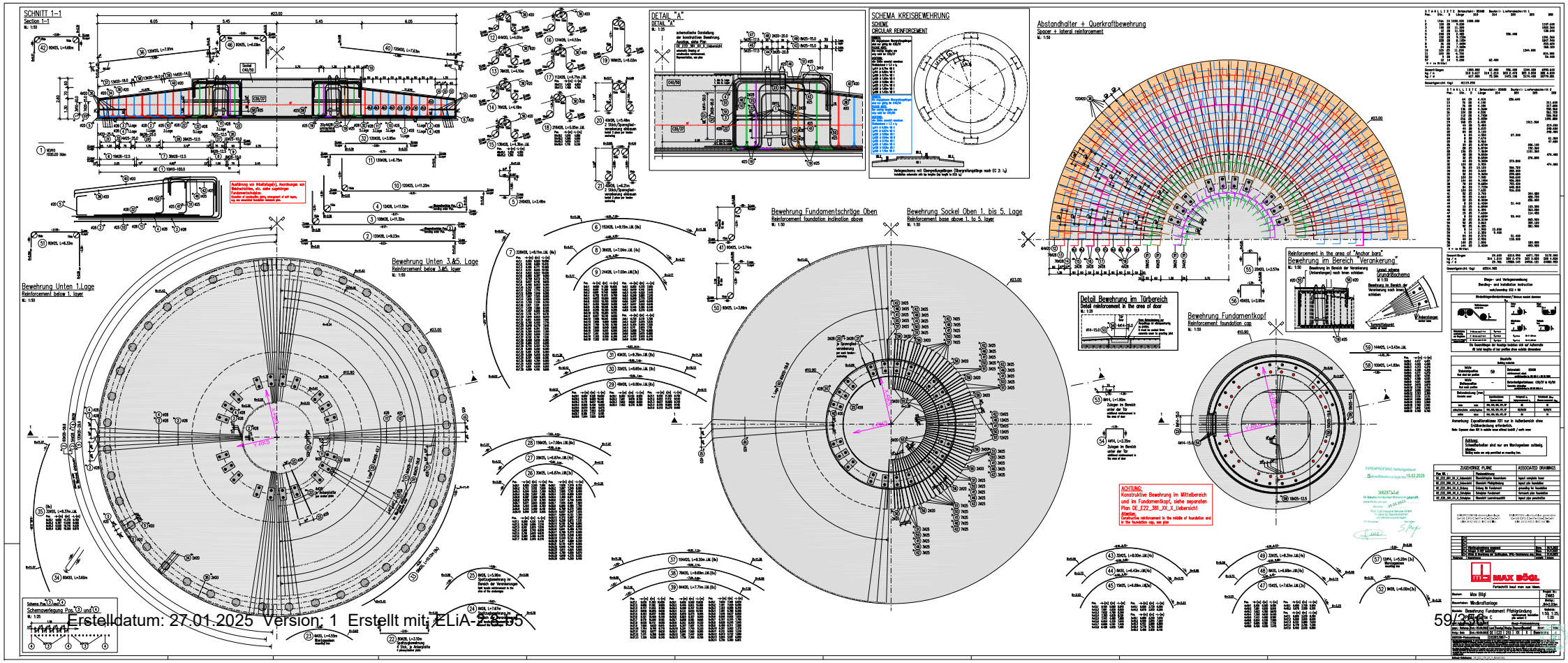
erst.: Mass.	Dat.: 08.08.2022	Boegl-Planbezeichnung							
gepr.: Rehrmann	Dat.: 08.08.2022	Land	Typ/Ap	Segment	Bauteil	Planart	Index		
freig.: Betz	Dat.: 08.08.2022	DE	E22	305	XX	X	Schalplan		

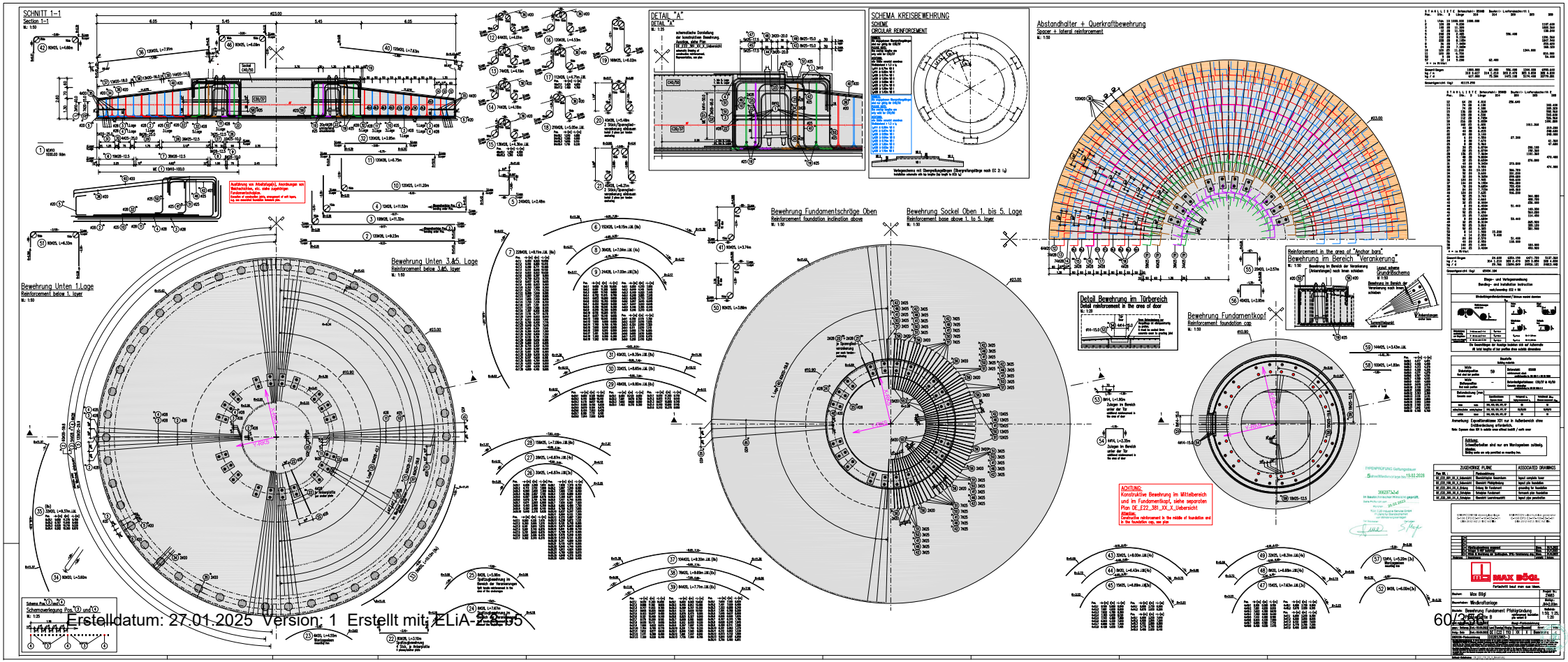
ENERCON-Planbezeichnung: D0266[illegible]

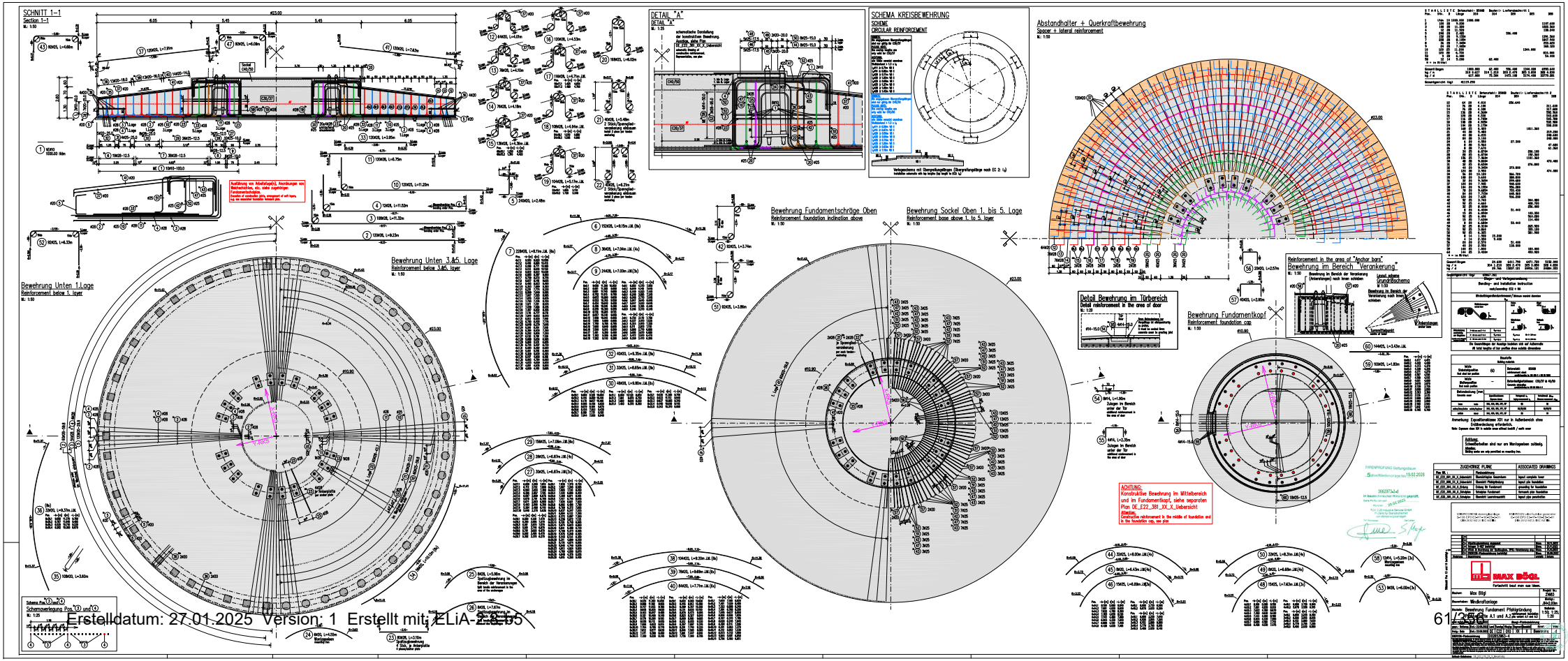
Softcad-Dateiname: DE_E22_305_XX_X_SCH1.dwg

Erstelldatum: 22.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5


SCHNITT 1–1
Section 1–1
M: 1:50
DETAIL "A"
DETAIL "A"
M: 1:25
SCHEMA KREISBEWEHRUNG
SCHEME
CIRCULAR REINFORCEMENT
Abstandhalter + Querkraftbewehrung
Spacer + lateral reinforcement
M: 1:50
Bewehrung Unten 1.Lage
Reinforcement below 1. layer
M: 1:50
Bewehrung Unten 3.&5. Lage
Reinforcement below 3.&5. layer
M: 1:50
Bewehrung Fundamentschräge Oben
Reinforcement foundation inclination above
M: 1:50
Bewehrung Sockel Oben 1. bis 5. Lage
Reinforcement base above 1. to 5. layer
M: 1:50
Detail Bewehrung im Türbereich
Detail reinforcement in the area of door
M: 1:25
Reinforcement in the area of "Anchor bars"
Bewehrung im Bereich "Verankerung"
M: 1:50
Bewehrung Fundamentkopf
Reinforcement foundation cap
M: 1:50
ACHTUNG:
Konstruktive Bewehrung im Mittelbereich und im Fundamentkopf, siehe separaten Plan DE_E22_381_XX_X_Uebersicht
Attention:
Constructive reinforcement in the middle of foundation and in the foundation cap, see plan
Schema Pos. 1 und 2
Schemaverlegung Pos. 1 und 2
M: 1:20
Schema Pos. 3 und 4
M: 1:20
ZUGEHÖRIGE PLÄNE
ASSOCIATED DRAWINGS
MAX BÖGL
Max Bögl
Windkraftanlage
Bewehrung Fundament Pfahlgründung
Reinforcement foundation pile foundation


SCHNITT 1–1
Section 1–1
M: 1:50
DETAIL "A"
DETAIL "A"
M: 1:25
SCHEMA KREISBEWEHRUNG
SCHEME
CIRCULAR REINFORCEMENT
Abstandhalter + Querkraftbewehrung
Spacer + lateral reinforcement
M: 1:50
Bewehrung Unten 1.Lage
Reinforcement below 1. layer
M: 1:50
Bewehrung Unten 3.&5. Lage
Reinforcement below 3.&5. layer
M: 1:50
Bewehrung Fundamentschräge Oben
Reinforcement foundation inclination above
M: 1:50
Bewehrung Sockel Oben 1. bis 5. Lage
Reinforcement base above 1. to 5. layer
M: 1:50
Detail Bewehrung im Türbereich
Detail reinforcement in the area of door
M: 1:25
Bewehrung Fundamentkopf
Reinforcement foundation cap
M: 1:50
Reinforcement in the area of "Anchor bars"
Bewehrung im Bereich "Verankerung"
M: 1:50
Grundschema
Schema Pos. 1 und 2
Schemaverlegung Pos. 1 und 2
M: 1:20
ACHTUNG:
Konstruktive Bewehrung im Mittelbereich und im Fundamentkopf, siehe separaten Plan DE_E22_381_XX_X_Uebersicht
Attention:
Constructive reinforcement in the middle of foundation and in the foundation cap, see plan
ZUGEHÖRIGE PLÄNE
ASSOCIATED DRAWINGS
MAX BÖGL
Max Bögl
Windkraftanlage
Bewehrung Fundament Pfahlgründung
Reinforcement foundation pile foundation
M 1:50, 1:25, 1:20
DE_E22_381_XX_X_Bewehrung_C


SCHNITT 1–1
Section 1–1
M: 1:50
DETAIL "A"
DETAIL "A"
M: 1:25
SCHEMA KREISBEWEHRUNG
SCHEME
CIRCULAR REINFORCEMENT
Abstandhalter + Querkraftbewehrung
Spacer + lateral reinforcement
M: 1:50
Bewehrung Unten 1.Lage
Reinforcement below 1. layer
M: 1:50
Bewehrung Unten 3.&5. Lage
Reinforcement below 3.&5. layer
M: 1:50
Bewehrung Fundamentschräge Oben
Reinforcement foundation inclination above
M: 1:50
Bewehrung Sockel Oben 1. bis 5. Lage
Reinforcement base above 1. to 5. layer
M: 1:50
Detail Bewehrung im Türbereich
Detail reinforcement in the area of door
M: 1:25
Bewehrung Fundamentkopf
Reinforcement foundation cap
M: 1:50
Reinforcement in the area of "Anchor bars"
Bewehrung im Bereich "Verankerung"
M: 1:50
Schemaverlegung Pos. ① und ②
M: 1:20
ACHTUNG:
Konstruktive Bewehrung im Mittelbereich und im Fundamentkopf, siehe separaten Plan DE_E22_381_XX_X_Übersicht
Attention:
Constructive reinforcement in the middle of foundation and in the foundation cap, see plan
ZUGEHÖRIGE PLÄNE
ASSOCIATED DRAWINGS
MAX BÖGL
Max Bögl
Windkraftanlage
Bewehrung Fundament Pfahlgründung
Reinforcement foundation piled foundation


SCHNITT 1–1
Section 1–1
M: 1:50
DETAIL "A"
DETAIL "A"
M: 1:25
SCHEMA KREISBEWEHRUNG
SCHEME
CIRCULAR REINFORCEMENT
Abstandhalter + Querkraftbewehrung
Spacer + lateral reinforcement
M: 1:50
Bewehrung Unten 1.Lage
Reinforcement below 1. layer
M: 1:50
Bewehrung Unten 3.&5. Lage
Reinforcement below 3.&5. layer
M: 1:50
Bewehrung Fundamentschräge Oben
Reinforcement foundation inclination above
M: 1:50
Bewehrung Sockel Oben 1. bis 5. Lage
Reinforcement base above 1. to 5. layer
M: 1:50
Detail Bewehrung im Türbereich
Detail reinforcement in the area of door
M: 1:25
Reinforcement in the area of "Anchor bars"
Bewehrung im Bereich "Verankerung"
M: 1:50
Bewehrung Fundamentkopf
Reinforcement foundation cap
M: 1:50
ACHTUNG:
Konstruktive Bewehrung im Mittelbereich und im Fundamentkopf, siehe separaten Plan DE_E22_381_XX_X_Uebersicht
Attention:
Constructive reinforcement in the middle of foundation and in the foundation cap, see plan
Schema Pos. 1 bis 4 und 6
Schemaverlegung Pos. 1 und 6
M: 1:20
ZUGEHÖRIGE PLÄNE
ASSOCIATED DRAWINGS
MAX BÖGL
Max Bögl
Windkraftanlage
Bewehrung Fundament Prototypgründung
Reinforcement foundation prototype foundation

Durch Vergleichsrechnung geprüft

Fundamentdatenblatt / *Foundation datasheet*

Max Bög Hybridturm DE_E22

E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 Tiefgründung / *Deep foundation*

Projektnummer / *Project number*:	21683-E22
Anlagenhersteller / *Turbine manufacturer*:	Enercon GmbH Dreekamp 5 DE-26605 Aurich
Windenergieanlage / *Wind turbine*:	Enercon E-138 EP3 E3
Nabenhöhe / *Hub height*:	160 m
Bauteil / *Component*:	Tiefgründung / *Deep foundation*
Land / *Country:*	Deutschland
Verfasser / *Author*:	Max Bögl Wind AG Max-Bögl-Str. 1 DE-92369 Sengenthal
Enercon Dokumentennr./ Enercon Document bo.:	D02653956-3
Datum / *Date*:	20.01.2023
Revision / *Revision*:	03

TYPENPRÜFUNG Geltungsdauer 5 Jahre/Wiedervorlage bis 19.02.2028

3662973-3-d
In bautechnischer Hinsicht geprüft.
Siehe Prüfbericht vom ..... München .....
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit
von Windenergieanlagen

Der Bearbeiter: Der Leiter:

Technische Änderungen vorbehalten. / *Subject to technical change without prior notice.*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Bauteil / *Component*:	Typenpfahlgründung / Type pile *foundation*
Block / *Chapter*:	

Änderungsverzeichnis / *Table of revision*

Revision / *Revision*	**Datum / *Date***	**Beschreibung / *Description***	**Bearbeiter / *Author***
-	08.07.2022	Erstausgabe / *First release*	C. von Oesen
01	16.09.2022	Werte auf Basis statischer Berechnung aktualisiert	Th. Betz
02	28.10.2022	Textliche Anpassung in Kapitel 5.5	Th. Betz
03	20.01.2023	Anforderungen an die Bodendrehfeder erhöht	Th. Betz

Datum / *Date*: 20.01.2023

Aufgestellt / *Prepared by*: i.V. Thorsten Betz

Geprüft / *Checked by:* i.A. Pablo-Angel Plou Nogueira

Geprüft und freigegeben / *Checked and approved by*: i.V. Thorsten Betz

Inhaltsverzeichnis / *Table of contents*

Änderungsverzeichnis / *Table of revision* 1

Inhaltsverzeichnis / *Table of contents* 2

1 Allgemeines / *General* 3

2 Geometrie, Material und Massen / *Geometry, material and dimensions* 4

3 Belastung / Loading 6

3.1 Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb / *Own weight, soil cover and buoyancy* 6

3.2 Turmlasten / *Tower loads* 7

3.2.1 BS-P, BS-T und BS-A / *BS-P, BS-T and BS-A* 7

3.2.2 GZT und GZG / *ULS and SLS* 8

4 Anforderungen an den Baugrund / *Soil requirements* 9

5 Pfahlkräfte und -schnittgrößen / Pile loads and stresses 10

5.1 Allgemeines / General remarks 10

5.2 Variante A: Fertigteil- oder Ortbetonrammpfähle / Variant A: pre-cast driven or cast in situ concrete piles 11

5.3 Variante B: Ortbetonrammpfähle / Variant B: Rammed in-situ concrete piles 12

5.4 Variante C: Ortbetonrammpfähle / Variant C: Rammed in-situ concrete piles 13

5.5 Variante D: Bohrpfähle / *Variant D: Bored piles* 14

5.6 Bemessungswert der Pfahlschnittgrößen / Pile stress resultant design value 15

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

1 Allgemeines / *General*

In diesem Dokument werden die Kennwerte der Typenpfahlgründung für die nachfolgend angegebene Windenergieanlage zusammengefasst.

This document summarizes the properties of the type pile foundation for the following wind turbine.

Turm / *Tower*

Beschreibung / *Description*

Turmtyp / *Tower type*	Max Bögl hybrid tower E22	
Hersteller / *Manufacturer*	Enercon	
Land / *Country*	DE	
Leistung / *Power*	4.XX	MW
Rotor / *Rotor*	E-138 EP3	
Nabenhöhe / *Hub height*	160	m
Turmsystem / Tower s*ystem*	RT2.0	

Die Turmgeometrie ist in der folgenden Zeichnung von Max Bögl angegeben:

The tower geometry is defined in the following Max Bögl drawing:

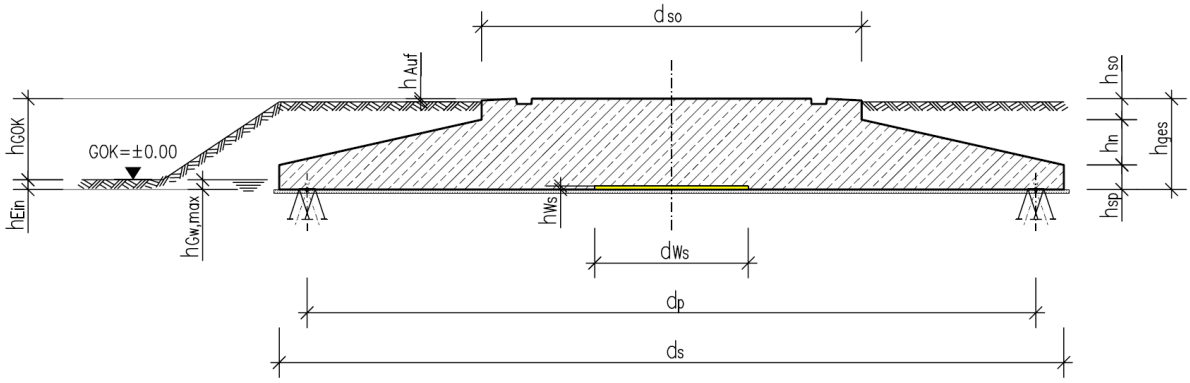
DE_E22_001_XX_X_Uebersicht

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

2 Geometrie, Material und Massen / *Geometry, material and dimensions*

Die Geometrie, das Material und die Massen des Fundamententwurfes werden nachfolgend angegeben.

The geometry, material and dimensions are for the foundation draft are defined in this chapter.



Geometrie / *Geometry*

Betonkörper / *Concrete body*

Außendurchmesser / *Outer diameter*	d_s	=	23,00	m
Sockeldurchmesser / *Base diameter*	d_{so}	=	10,90	m
Weichschichtdurchmesser / *Soft layer diameter*	d_{Ws}	=	4,40	m
Pfahlkreisdurchmesser Var. A, B, C	d_p	=	21,80	m
Pfahlkreisdurchmesser Var. D	d_p	=	21,40	m
Fundamenthöhe / *Foundation height*	h_{ges}	=	2,60	m
Spornhöhe / *Outer height*	h_{sp}	=	1,30	m
Spornneigunghöhe / *Nose incline height*	h_n	=	0,70	m
Sockelhöhe / *Base height*	h_{so}	=	0,60	m
Abstand Fundamentoberkante - Grundoberkante / *Separation foundation top edge - ground level*	h_{GOK}	=	2,294	m
Einbindetiefe / *Embedment depth*	h_{Ein}	=	0,306	m
Abstand Fundamentoberkante - Überschüttungoberkante / *Separation foundation top edge - soil cover top edge*	h_{Auf}	=	0,10	m
Weichschichtsdicke / *Soft layer thickness*	h_{Ws}	=	0,05	m

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Material und Massen / *Material and dimensions*

Beton / *Concrete*

Gesamtvolumen / *Total volume*	V_c =	758	m³
Volumen Sockelbereich / *Volumen base area*	V_{BG1} =	52	m³
Betongüte Sockelbereich / *Concrete strength base area*		C40/50	
Volumen Plattenbereich / *Volumen plate area*	V_{BG2} =	706	m³
Betongüte Plattenbereich / *Concrete strength plate area*		C30/37	

Betonstahl / *Reinforcement steel*

Betonstahlgüte / *Reinforcement strength*	B 500B	
Bewehrungsgehalt / *Reinforcement ratio*	145	kg/m³
Bewehrungstonnage / *Reinforcement weight*	103	t

Pfähle / Piles			
Var. A	54 Fertigteilrammpfähle nach innen und außen geneigt / *54 pre-cast driven piles inclined inwards and outwards*	a/b Ø	45/45 cm 51 cm
Var. B	46 Ortbetonrammpfähle nach innen und außen geneigt / *46 rammed in-situ concrete piles inclined inwards and outwards*	Ø	51 cm
Var. C	40 Ortbetonrammpfähle nach innen und außen geneigt / *40 rammed in-situ concrete piles inclined inwards and outwards*	Ø	56 cm
Var. D	22 Bohrpfähle vertikal / *22 bored piles vertical*	Ø	100 cm

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3 Belastung / Loading

Die folgenden Lasten wurden in der Fundamentbemessung angesetzt.

Die Belastung aus der Windenergieanlage wurden gemäß der folgenden Lastrechnung angesetzt.

The followings loads were applied in the foundation design.

The loads from the wind turbine were applied according to the following load calculation.

Enercon GmbH:
D02452262_0.3_en_Calculation_ E-138 EP3; LL03; E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01; fatigue and ultimate loads; tower.xlsx

3.1 Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb / *Own weight, soil cover and buoyancy*

Betonvolumen / Concrete weight

Betonwichte / *Concrete specific weight*	γ_c	=	25,0	kN/m³
Betongewicht / *Concrete weight*	G_c	=	18950	kN

Überschüttung / *Backfill*

Höhe Erdüberschüttung innen / *Inner thickness backfill*	$t_{MaxÜs,inn}$	=	0,500	m
Höhe Erdüberschüttung außen / *Outer thickness backfill*	$t_{MaxÜs,aus}$	=	1,200	m
Bodenwichte / *Soil specific weight*	$\gamma_{Üs}$	=	18,0	kN/m³
Gewicht Erdüberschüttung / *Soil cover weight*	$G_{MaxÜs}$	=	5 172	kN

Auftrieb / Buoyancy

Höhe Wassersäule / *Buoyancy height*	$h_{Gw,max}$	=	0,306	m
Auftriebskraft / *Buoyancy force*	$G_{Gw,max}$	=	-1271	kN

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3.2 Turmlasten / *Tower loads*

3.2.1 BS-P, BS-T und BS-A / *BS-P, BS-T and BS-A*

Nachfolgend sind die Lasten für die bodenmechanischen Nachweise angegeben.

Es handelt sich um charakteristische Werte an der Unterkante der Gründung. Erdüberschüttung und Auftrieb sind in den angegebenen Werten nicht enthalten und müssen entsprechend auf die Normalkraft addiert werden.

The loads for geotechnical verifications are specified below.

Those are characteristic values at the foundation bottom. Soil cover and buoyancy are not included in these values and must be added accordingly.

LF / *LC*	**BS-P**	**BS-T**	**BS-A**
$\mathbf{V_k}$ [kN]	36 242	36 242	35 713
$\mathbf{H_k}$ [kN]	1 404	881	1 495
$\mathbf{M_{b,k}}$ [kNm]	171 153	124 207	193 357

Lasten an Fundamentunterkante / *Loads at the foundation bottom*

Legende / *Legend*:

- V_k: Normalkraft (vertikal) / *Normal force (vertical)*
- H_k: Querkraft (horizontal) / *Shear force (horizontal)*
- $M_{b,k}$: Biegemoment / *Bending moment*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3.2.2 GZT und GZG / *ULS and SLS*

Die folgenden Turmlasten werden für die Berechnung der Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit des Fundaments benutzt.

Es handelt sich um Designlasten inkl. des angegebenen Teilsicherheitsbeiwert an der Oberkante der Gründung. Fundamenteigengewicht, Turmvorspannung, Erdüberschüttung, Auftrieb und etwaige Anbauteilen sind nicht in diesen Lasten enthalten.

The next loads are considered for the calculation of the resistance and serviceability of the foundaiton.

These are design loads at the foundation top. Foundation own wight, tower prestressing, soil cover, buoyancy and possible mounting parts are not included in these loads.

LF / *LC*	**GZT / *ULS***	**D.3**
V_{Ed} [kN]	22 630	17 292
H_{Ed} [kN]	1 897	812
$M_{b,Ed}$ [kNm]	221 383	107 585
$M_{t,Ed}$ [kNm]	1 353	3 064
γ_E	1,35	1,00

Lasten an Fundamentoberkante / *Loads at the foundation top*

Legende / *Legend*:

- V_{Ed}: Normalkraft (vertikal) / *Normal force (vertical)*
- H_{Ed}: Querkraft (horizontal) / *Shear force (horizontal)*
- $M_{b,Ed}$: Biegemoment / *Bending moment*
- $M_{t,Ed}$: Torsionsmoment / *Torsional moment*
- γ_E: Sicherheitsfaktor / *Safety factor*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

4 Anforderungen an den Baugrund / *Soil requirements*

Der Baugrund am geplanten Standort muss mindestens die nachfolgenden Anforderungen erfüllen. Die Eignung des geplanten Standorts ist durch den Bodengutachter nachzuweisen.

The soil at the planned site has to comply with the following requirements. The suitability of the planned site must be proven by the soil expert.

Der Baugrund muss die im folgenden Kapitel angegeben Pfahlkräfte sicher abtragen können. Die Berechnung der Pfahlkräfte und -schnittgrößen basiert auf dem unten genannten Baugrundaufbau. Diese Mindeststeifigkeiten des Baugrunds sind durch den Bodengutachter für jeden Standort zu bestätigen.

The soil must be capable of bearing the pile forces specified in the following chapter. The calculation of the pile loads and stresses is based on the below given soil structure. This minimum stiffness of the soil must be confirmed by the geotechnical expert for each location.

Drehfedersteifigkeit und Wegfedersteifigkeit / *Rotation and translational spring stiffness*

Mindestwert / *Minimal value*

Statische Drehfeder / *Static rotational spring*	$k_{\varphi,stat}$	=	50000	MNm/rad
Dynamische Drehfeder / *Dynamic rotational spring*	$k_{\varphi,dyn}$	=	310000	MNm/rad
Dynamische Wegfeder / *Dynamic ranslational spring*	$kf_{,dyn}$	=	250	MN/m

Zulässige Schiefstellung / *Allowed out-of-vertical deviation*

Maximal zulässige Schiefstellung / *Maximal allowed out-of-vertical inclination*	Δs_{max}	=	3	mm/m

Baugrundaufbau / Subsoil structure

Tiefe ab Fundamentunterkante / *Depth starting at foundation bottom edge*	Var. A - D	
	Es,stat	Es,dyn
0 m – 1 m	0 MN/m²	0 MN/m²
1 m – 15 m	1 MN/m²	10 MN/m²
15 m – 20 m	30 MN/m²	144 MN/m²

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

5 Pfahlkräfte und -schnittgrößen / Pile loads and stresses

5.1 Allgemeines / General remarks

Der Baugrund muss die nachfolgend angegebenen Pfahlkräfte sicher abtragen können. Für den jeweiligen Standort ist durch den Bodengutachter die äußere Tragfähigkeit nachzuweisen und die Pfahlabsetztiefe festzulegen.

The soil must be capable of bearing the following specified pile forces. For each location the geotechnical expert has to verify the external bearing capacity of the piles and define the pile length.

Erläuterung zu den nachfolgenden Tabellen / *Explanation for the following tables*

- F_G: Anteil infolge ständiger Lasten / *portion due to permanent loads*
- F_Q: Anteil infolge veränderlicher Lasten / *portion due to varying loads*
- F_k: Charakteristische Lasten / *characteristic loads*
- F_d: Bemessungswert der Lasten / *design load values*
- $\sum F_d$: Summe ständige und veränderliche Lasten / *sum of permanent and varying loads*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

5.2 Variante A: Fertigteil- oder Ortbetonrammpfähle / Variant A: pre-cast driven or cast in situ concrete piles

Pfahlkräfte Variante A / *Pile loads variant A*

Pfahldaten / *Pile data*

Querschnitt Breite / Breite oder / *Cross section width/width or*	b_p/b_p	=	45 / 45	cm
Querschnitt Durchmesser / *Cross section diameter*	d_p	=	51	cm
Anzahl / *Quantity*	n_p	=	54	
Pfahllänge gemäß Statik / *Pile length according to structural report*	l_p	=	20,0	m
Anzahl Neigung nach außen / *Quantity outward inclination*	4,0:1	=	27	
Anzahl Neigung nach innen / *Quantity inward inclination*	8,0:1	=	27	

Charakteristische axiale Pfahllasten / *characteristic axial pile loads*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gk} ohne Auftrieb/ *F_{Gk} without buoyancy***	**F_{Gk} mit Auftrieb/ *F_{Gk} with buoyancy***	**F_{Qk}**	**$\sum F_k$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,00 / 1,00	-775	-	-741	-1516
Zug / *Tension*	1,00 / 1,00	-	-751	731	-20

Alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte / *Loads do not include partial safety factors*

Bemessungswerte der axialen Pfahllasten / *Axial pile loads design value*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gd} ohne Auftrieb/ *F_{Gd} without buoyancy***	**F_{Gd} mit Auftrieb/ *F_{Gd} with buoyancy***	**F_{Qd}**	**$\sum F_d$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,35 / 0,90	-1060	-	-902	-1962
Zug / *Tension*	1,35 / 0,90	-	-725	887	162

Alle Lasten inkl. Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb}$=1,35) / *Loads include partial safety factors ($\gamma_{Buoyancy}$=1,35)*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

5.3 Variante B: Ortbetonrammpfähle / Variant B: Rammed in-situ concrete piles

Pfahlkräfte Variante B / *Pile loads variant B*

Pfahldaten / *Pile data*

Querschnitt Durchmesser / *Cross section diameter*	d_p	=	51	cm
Anzahl / *Quantity*	n_p	=	46	
Pfahllänge gemäß Statik / *Pile length according to structural report*	l_p	=	20,0	m
Anzahl Neigung nach außen / *Quantity outward inclination*	4,0:1	=	23	
Anzahl Neigung nach innen / *Quantity inward inclination*	8,0:1	=	23	

Charakteristische axiale Pfahllasten / *characteristic axial pile loads*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gk} ohne Auftrieb/ *F_{Gk} without buoyancy***	**F_{Gk} mit Auftrieb/ *F_{Gk} with buoyancy***	**F_{Qk}**	**$\sum F_k$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,00 / 1,00	-906	-	-869	-1775
Zug / *Tension*	1,00 / 1,00	-	-879	857	-22

Alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte / *Loads do not include partial safety factors*

Bemessungswerte der axialen Pfahllasten / *Axial pile loads design value*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gd} ohne Auftrieb/ *F_{Gd} without buoyancy***	**F_{Gd} mit Auftrieb/ *F_{Gd} with buoyancy***	**F_{Qd}**	**$\sum F_d$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,35 / 0,90	-1240	-	-1056	-2296
Zug / *Tension*	1,35 / 0,90	-	-848	1040	192

Alle Lasten inkl. Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb}$=1,35) / *Loads include partial safety factors ($\gamma_{Buoyancy}$=1,35)*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

5.4 Variante C: Ortbetonrammpfähle / Variant C: Rammed in-situ concrete piles

Pfahlkräfte Variante C / *Pile loads variant C*

Pfahldaten / *Pile data*

Querschnitt Durchmesser / *Cross section diameter*	d_p	=	56	cm
Anzahl / *Quantity*	n_p	=	40	
Pfahllänge gemäß Statik / *Pile length according to structural report*	l_p	=	20,0	m
Anzahl Neigung nach außen / *Quantity outward inclination*	4,0:1	=	20	
Anzahl Neigung nach innen / *Quantity inward inclination*	8,0:1	=	20	

Charakteristische axiale Pfahllasten / *characteristic axial pile loads*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gk} ohne Auftrieb/ *F_{Gk} without buoyancy***	**F_{Gk} mit Auftrieb/ *F_{Gk} with buoyancy***	**F_{Qk}**	**$\sum F_k$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,00 / 1,00	-1040	-	-995	-2035
Zug / *Tension*	1,00 / 1,00	-	-1008	981	-27

Alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte / *Loads do not include partial safety factors*

Bemessungswerte der axialen Pfahllasten / *Axial pile loads design value*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gd} ohne Auftrieb/ *F_{Gd} without buoyancy***	**F_{Gd} mit Auftrieb/ *F_{Gd} with buoyancy***	**F_{Qd}**	**$\sum F_d$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,35 / 0,90	-1424	-	-1209	-2633
Zug / *Tension*	1,35 / 0,90	-	-974	1191	217

Alle Lasten inkl. Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb}$=1,35) / *Loads include partial safety factors ($\gamma_{Buoyancy}$=1,35)*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

5.5 Variante D: Bohrpfähle / *Variant D: Bored piles*

Pfahlkräfte Variante D / *Pile loads variant D*

Pfahldaten / *Pile data*

Querschnitt Durchmesser / *Cross section diameter*	d_p	=	100 cm
Anzahl / *Quantity*	n_p	=	22
Pfahllänge gemäß Statik / *Pile length according to structural report*	l_p	=	20,0 m
Anzahl vertikal / *Quantity vertical*	$n_{p,v}$	=	22

Charakteristische axiale Pfahllasten / *characteristic axial pile loads*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gk} ohne Auftrieb/ *F_{Gk} without buoyancy***	**F_{Gk} mit Auftrieb/ *F_{Gk} with buoyancy***	**F_{Qk}**	**$\sum F_k$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,00 / 1,00	-1854	-	-1741	-3595
Zug / *Tension*	1,00 / 1,00	-	-1794	1715	-79

Alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte / *Loads do not include partial safety factors*

Bemessungswerte der axialen Pfahllasten / *Axial pile loads design value*

Lastfall/ *Load case*	**γ_F**	**F_{Gd} ohne Auftrieb/ *F_{Gd} without buoyancy***	**F_{Gd} mit Auftrieb/ *F_{Gd} with buoyancy***	**F_{Qd}**	**$\sum F_d$**
[-]	[-]	[kN]	[kN]	[kN]	[kN]
Druck / Compression	1,35 / 0,90	-2536	-	-2090	-4626
Zug / *Tension*	1,35 / 0,90	-	-1790	2055	265

Alle Lasten inkl. Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb}$=1,35) / *Loads include partial safety factors ($\gamma_{Buoyancy}$=1,35)*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

5.6 Bemessungswert der Pfahlschnittgrößen / Pile stress resultant design value

Die nachfolgend angegebenen Bemessungswerte der Pfahlschnittgrößen dürfen für eine Vorbemessung verwendet werden und sind mit den Bemessungswerten der Pfahlkräfte ungünstig zu kombinieren.

Für den Nachweis der inneren Tragfähigkeit im Zuge der Ausführungsplanung sind die Schnittgrößen unter Ansatz der standortspezifischen Bodensteifigkeiten an einem FE-Modell zu ermitteln.

Following pile stress resultant design values may be used for pre-analyses and must be unfavourably combined with pile force design values.

For a detail design of the piles the stress resultant values must be determined with an FE-Modell considering the site specific soil stiffness.

Pfahlschnittgrößen / Pile stress		**Var. A**	**Var. B**	**Var. C**	**Var. D**
Horizontalkraft (Pfahloberkante) / *Horicontal force (pile top)*	H_d	38 kN	43 kN	50kN	143 kN
Einspannmoment in der Platte / *Fixed-end moment in plate*	M_d	118 kNm*	127 kNm*	160 kNm*	768 kNm
Max. Moment in Pfahlmitte / *Max. moment in centre of pile*	M_d	77 kNm*	89 kNm*	109 kNm*	441 kNm
*in Abhängkeit von der anstehenden Bettung / **depending on soil stiffness*					

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Zusammenstellung Gutachtlicher Stellungnahmen

für die Typenprüfung der Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3

TÜV NORD Bericht Nr.:	8119224863 D Rev. 0	
Anlagenspezifikation:	Bezeichnung:	ENERCON E-138 EP3 E3
	Rotorblatt:	E-138 EP3-RB-02
	Max. Nennleistung:	4.26 MW
	Nabenhöhen:	160 m
Standortspezifikation:	Windzonen:	2
	Geländekategorie:	GK II
Anlagenhersteller (Kunde):	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland	

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Diese Zusammenstellung umfasst 5 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständige
0	21.12.2022	Erstausgabe	K. Götz

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 3
1.1 Lastannahmen 3
1.2 Sicherheitssystem und Handbücher 3
1.3 Elektrische Komponenten und Blitzschutz 3
1.4 Rotorblatt 3
1.5 Maschinenbauliche Komponenten 4
1.6 Verkleidungen und Strukturen 4
1.7 Turmkopfflansch 4
2 Prüfgrundlagen 4
3 Durchgeführte Prüfungen 4
3.1 Prüfmethode 4
4 Hinweise, Auflagen und Bedingungen 5
5 Zusammenfassung 5

1 Dokumente

1.1 Lastannahmen

[1.1.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01), DIBt WZ 2, GK II – Lastannahmen für Turm und Fundament -
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119 224 863-1 D IV
Rev. 0, Datum: 19.12.2022

[1.1.2] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, Diverse NH, DIBt Diverse WZ, Diverse GK - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119 224 863-1 D III
Rev. 2, Datum: 19.12.2022

1.2 Sicherheitssystem und Handbücher

[1.2.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme - Windenergieanlagen ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform nach DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen (2012)
- Sicherheitssystem und Handbücher -
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119 224 863-2 D
Rev. 1, vom 09.12.2022

1.3 Elektrische Komponenten und Blitzschutz

[1.3.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3
- Elektrische Komponenten und Blitzschutz -
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119 224 863-5 D
Rev. 1, Datum: 28.09.2022

1.4 Rotorblatt

[1.4.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlage E-138 EP3 E2 und E-138 EP3 E3 unterschiedliche Konfigurationen und Nabenhöhen - Rotorblatt E-138 EP3-RB-02-
TÜV NORD Bericht Nr.: 8117 142 915-3 D
Rev. 7, Datum 20.12.2022

1.5 Maschinenbauliche Komponenten

[1.5.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlagen ENERCON E-138 EP3 E3 - Maschinenbauliche Komponenten -
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119 224 863-4 D
Rev. 1, Datum: 20.12.2022

1.6 Verkleidungen und Strukturen

[1.6.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3 und E-115 EP3 E4 - Verkleidungen & Strukturen -
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119 224 863-12 D
Rev. 1, Datum: 20.12.2022

1.7 Turmkopfflansch

[1.7.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, verschiedene Konfigurationen, WZ S, GK S - Turmkopfflanschbaugruppe -
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119 224 863-11 D
Rev. 0, Datum: 07.02.2022

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt):
Richtlinie für Windenergieanlagen
Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung
Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015

[2.2] DIN EN IEC 61400-1:2019-12
Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019)
Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019

3 Durchgeführte Prüfungen

3.1 Prüfmethode

Die unter Kapitel 1 aufgelisteten Gutachtlichen Stellungnahmen wurden bzgl. Übereinstimmung mit der geforderten Anlagenvariante sowie der Zugrundelegung der geforderten Prüfgrundlagen 2 überprüft.

Eine Schnittstellenprüfung ist nicht Teil dieser Zusammenstellung.

4 Hinweise, Auflagen und Bedingungen

Abweichend von den in der DIBt [2.1] genannten technischen Anforderungen wurde die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [2.2] verwendet.

Es sind die Auflagen, Bedingungen und Hinweise der unter Kapitel 1 aufgeführten Gutachtlichen Stellungnahmen zu beachten.

5 Zusammenfassung

Die Gutachtlichen Stellungnahmen unter Kapitel 1 wurden unter Berücksichtigung der Anforderungen der Prüfgrundlagen unter Kapitel 2 für die Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3 erstellt.

Die gemäß Kapitel 3, Abschnitt I der DIBt-Richtlinie [2.1] erforderlichen bautechnischen Unterlagen liegen vor. Alle weiteren unter Kapitel 3 der Richtlinie [2.1] genannten erforderlichen bautechnischen Unterlagen sind nicht Bestandteil dieser Zusammenstellung.

Sachverständige:



Dipl.-Technomath. Katja Götz

Freigegeben:



Dr. rer. nat. Federica Messer

Gutachtliche Stellungnahme

Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01), DIBt WZ 2, GK II

- Lastannahmen für Turm und Fundament -

TÜV NORD Bericht Nr.:	8119224863-1 D IV Rev.0
Gegenstand der Prüfung:	Lastannahmen für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, Nabenhöhe 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01) bezüglich der DIBt (2012) Windzone 2, Geländekategorie II
Anlagenhersteller:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland

Diese Gutachtliche Stellungnahme umfasst 12 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständiger
0	19.12.2022	Erste Fassung Angebotsnummer: 2020-0297	Konstantin Konkel

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 3
1.1 Geprüfte Dokumente 3
1.2 Dazugehörige Dokumente 3
2 Prüfgrundlagen 4
3 Einleitung 5
4 Beschreibung der Windenergieanlage 6
4.1 Umgebungsbedingungen 6
4.2 Sicherheitsklasse 7
4.3 Beschreibung des Anlagenmodells 7
5 Durchgeführte Prüfungen 10
5.1 Prüfmethode 10
5.2 Anmerkungen 10
5.3 Prüfergebnis 10
5.4 Schnittstellen 10
6 Auflagen 11
7 Schlussfolgerung 12

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

[1.1.1] ENERCON GmbH:
Zertifizierungslastbericht Turm
“Lastenbericht Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 Abdeckende Betriebs- und Extremlasten für den Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 der WEA E-138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC”
Dokument-Nr.: D02431956
Rev. 0.2, Datum: 10.11.2022

[1.1.2] ENERCON GmbH:
Zertifizierungslastdokumente zur Überdrehzahl (elektronisch erhalten)
Dateiname.: E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01_overspeed_DLC2.1.zip
(MD5-Prüfsumme: 01ca310f79bf0692c33980fc79353204)

[1.1.3] ENERCON GmbH:
Lastvergleich zur FMEA
“Berechnung_Load_Comparison_E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01_FMEA”
Dokument-Nr.: D02799284_0.1
Rev. 0.1, Datum: 15.12.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

Design Basis

[1.2.1] ENERCON GmbH:
Design Basis
“Design Base, E-138 EP3 E3”
Dokument-Nr: D02294156
Rev. 3.2, Datum: 21.01.2022

Begleitende Dokumentation zur Lastsimulation

[1.2.2] ENERCON GmbH:
Zeitreihen, Windfelder, Controller (elektronisch erhalten)
Dateiname: E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01.zip
(MD5-Prüfsumme: ec7670f18feb7c9822797e4839f06770)
Dateiname: E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01__DLC_1.2c.zip
(MD5-Prüfsumme: 4eea9e26a4c3154fce4a3b959d4c4fd1)
Eingangsdatum: 24.08.2022
E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01_FMEA.zip
(MD5-Prüfsumme: 3ad91c92c67a573f31e2871258e78180)
Eingangsdatum: 16.12.2022

[1.2.3] ENERCON GmbH:
Stellungnahme zur Überdrehzahl
“Stellungnahme Abteilung Lastensimulation, Überdrehzahl DLC 2.1”
Dokument-Nr.: D02578345
Rev. 1.0, Datum: 22.02.2022

[1.2.4] ENERCON GmbH:
Betriebsführungs- und Sicherheitssystem
“Reglerbeschreibung, E-138 EP3 E3”
Dokument-Nr.: D02398709
Rev. 1.0, Datum: 23.09.2022

[1.2.5] ENERCON GmbH:
Bladed Projektdatei
Dateiname: powprod.$PJ (1.1_s20102) and powprod.$PJ (1.1_w20102)
(MD5-Prüfsumme: 6ad77a05103a0f6a0fc1f5c97e3fdbb5 and
b74eeaa9b58a4c22fc6078301054acaa)

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt: Richtlinie für Windenergieanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015

[2.2] DIN EN 1991-1-4/NA: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten: 2010-12

[2.3] International Standard IEC 61400 1:
"Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements", Edition 4.0, 2019-02

3 Einleitung

Dieser Bericht beschreibt die Vorgehensweise und die Ergebnisse der Prüfung der typenspezifischen Lastberechnung der Windenergieanlage (WEA) E-138 EP3 E3, welche im folgenden Kapitel genauer beschrieben ist.

Die Berechnung der Lasten wurde anhand von DIBt (2012) [2.1] - [2.2] in Kombination mit IEC 61400-1 Ed. 4 [2.3] durchgeführt.

Für Abweichungen von den Prüfgrundlagen siehe Anmerkungen 5.2.2.

Die Prüfung der Lastberechnung umfasst die Prüfung der Lastfall- und Modelldefinition, eine unabhängige Analyse der Lasten sowie den Vergleich der eingereichten und parallel berechneten Lasten.

Zusätzlich zu der durch die unabhängige Analyse der Lasten betrachteten Anlagenkonfiguration deckt diese Gutachtliche Stellungnahme auch folgende Änderungen an der WEA gegenüber dem Berechnungsmodell ab:

- Geringere Leistung.
- Geringere Solldrehzahl bei geringerem oder gleichem Drehmoment, wenn die aus der Solldrehzahl berechnete Blattdurchgangsfrequenz oberhalb der 1. Turmeigenfrequenz liegt und keine Resonanzbereiche stimuliert werden.
- Änderungen an Turm- und Gondelmassen, Änderungen der Turmkonstruktion (z.B. Variation der Wanddicken, Bodendrehfeder, horizontale Wegfeder, E-Modul) sowie Abweichungen der Turmhöhe, sofern sämtliche folgende Bedingungen eingehalten werden:
    - Abweichung der Anlagenmasse um bis zu ±5 %.
    - Abweichung der Turmhöhe um bis zu ±5 %.
    - Die erste Turmeigenfrequenz im Ausgangszustand und die erste Turmeigenfrequenz im modifizierten Zustand liegen oberhalb 105 % der 1P Anregung bei Solldrehzahl.
    - Alle weiteren Turmeigenfrequenzen im Ausgangszustand und im modifizierten Zustand liegen außerhalb des Intervalls [90 % - 105 %] der 3P Anregung der Solldrehzahl.
    - Abweichung der 1. Turmeigenfrequenz sind unter folgenden Bedingungen zulässig:
        - Die erste Turmeigenfrequenz „Weich“[1] (linksseitiger Eintritt ins 3P-Sensitivitätsband) darf sich bis auf den Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Starr“[1] (rechtsseitiger Austritt aus 3P-Sensitivitätsband) anheben, wenn sich dabei gleichzeitig der Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Starr“[1] um nicht mehr als 5 %

[1] Ausgehend von den ausgewiesenen Werten der hier vorliegenden Lastannahmen

erhöht. Die 2. Turmeigenfrequenz darf eine höhere Abweichung aufweisen.

- Die erste Turmeigenfrequenz „Starr“[1] darf sich bis auf den Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Weich“[1] absenken, wenn sich dabei gleichzeitig der Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Weich“[1] um nicht mehr als 5 % absenkt. Die 2. Turmeigenfrequenz darf eine höhere Abweichung aufweisen.

- Änderungen sowie Abweichungen an der Auslegung des Rotorblattes, sofern folgende Bedingungen eingehalten werden:
  - Abweichungen der ersten Rotorblatteigenfrequenz um bis zu ±5 %.
  - Abweichungen des Massenmoments um bis zu ±3 %.

4 Beschreibung der Windenergieanlage

4.1 Umgebungsbedingungen

Die folgenden Tabellen fassen alle relevanten klimatischen sowie weitere zum Design der Anlage relevanten Umgebungsbedingungen zusammen:

	DIBt WZ 2 GK II	**IEC IIIA**
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit V_{ave}	7.71 m/s	7.50 m/s
Formparameter der Weibull-Funktion k	2	
Extreme 1-Jahres-Windgeschwindigkeit V_1 (10 Minuten Mittelwert)	31.17 m/s	30.00 m/s
Extreme 50-Jahres-Windgeschwindigkeit V_{50} (10 Minuten Mittelwert)	38.96 m/s	37.50 m/s
Erwartungswert der longitudinalen Turbulenzintensität bei 15 m/s I_{ref}	16 %	
Angenommener c-Faktor zur Bestimmung des extremen Turbulenzmodells (ETM)	2 m/s	
Höhenexponent α (für EWM)	0.2 (0.16)	0.2 (0.11)
Zusätzlicher Höhenexponent α für DLC 1.1, 1.3 und 1.5	0.05	
Upflow	8°	

Tabelle 4.1: Windbedingungen auf Nabenhöhe 160 m

In der Lastberechnung wurde eine Weibullverteilung der Turbulenzintensität pro Windgeschwindigkeit angenommen, siehe [1.2.1].

Die Lasten sind bis zu einer mittleren Jahresluftdichte sowie bis zu einer zeitweise auftretenden maximalen Luftdichte im Produktionsbetrieb bzw. im Trudeln oder geparkten Zustand der Windenergieanlage wie in Tabelle 4.3 angegeben gültig.

	Luftdichte [kg/m³]
Mittlere Jahresluftdichte	≤ 1.225
Maximale Luftdichte im Produktionsbetrieb	≤ 1.341
Maximale Luftdichte beim Trudeln oder im geparkten Zustand	≤ 1.394

Tabelle 4.2: Bedingungen an die Luftdichte

Darüber hinaus werden dem Design der Anlage folgende Umgebungsbedingungen zu Grunde gelegt:

Umweltbedingungen	normales Klima
Temperaturbereich im Produktionsbetrieb	-10 °C bis +40 °C
Extremer Temperaturbereich	-20 °C bis +50 °C
Netzausfälle	20 Ausfälle/Jahr
Betrieb mit vereisten Blättern	nicht berücksichtigt
Annahmen zur Netzstützung bei Spannungseinbruch: Spannungsabfall und Dauer	nicht berücksichtigt, siehe Schnittstelle 5.4.10
Auslegungslebensdauer	25 Jahre

Tabelle 4.3: Klimatische und weitere Umgebungsbedingungen

Alle weiteren Umgebungsbedingungen werden mit den in [2.1] - [2.3] angegebenen Standardwerten angenommen.

4.2 Sicherheitsklasse

Die WEA ist entsprechend der in [2.3] definierten Normal-Sicherheitsklasse ausgelegt.

4.3 Beschreibung des Anlagenmodells

Bei der WEA E-138 EP3 E3 handelt es sich um eine WEA mit aktiver Windrichtungsnachführung und einem luvseitig angeordneten Dreiblatt-Rotor. Die Rotordrehzahl ist variabel. Die Leistungsbegrenzung erfolgt durch Blattwinkelverstellung aller drei Rotorblätter.

Die technischen Hauptdaten der Anlage, auf denen das in Kapitel 5 beschriebene Berechnungsmodell basiert, sind den folgenden Tabellen zu entnehmen.

Elektrische Nennleistung	4260 kW
Turmtyp	E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 (Stahlrohrturm)
Turmhöhe (inkl. 2.4 m Fundamenthöhe)	158.024 m
Nabenhöhe	160 m
Rotorblatt	E-138 EP3-RB-02
Rotorblattlänge (entlang der Pitch-Achse)	69.295 m
Rotorblattmasse (inkl. Bolzen)	20213 kg

Massenmoment des Rotorblatts (gemessen vom Blattanschluss, inkl. Bolzen)	387935 kgm
Blattanbauteile	Gurney Flaps (GF) Vortex-Generatoren (VG) Serrations (TES) Blattspitzen
Nominaler Rotordurchmesser	138.59 m
Rotordurchmesser (inkl. Konuswinkel)	138.458 m
Rotordurchmesser (inkl. Konuswinkel und pre-bend)	138.25 m
Rotorachsneigung	7.0°
Rotor-Konuswinkel	2.5° upwind
Rotoreinschaltdrehzahl n_1	4.4 U/min
Rotornenndrehzahl n_r	10.8 U/min
Rotorsolldrehzahl n_s[2]	11.1 U/min
Getriebeübersetzung	direktgetrieben
Netzfrequenz	irrelevant
Windgeschwindigkeitsbereich im Produktionsbetrieb V_{in} – V_{out}[3]	2.5 - 28.0 m/s
Nennwindgeschwindigkeit v_r	12.1 m/s
Reglerfunktionen	Sturmregelung Eiserkennungssystem
Identifikationsnummer: Anlage / Lastrechnung	E-138_EP3_E3_HT-160-ES-C-01

Tabelle 4.4: Technische Hauptdaten der WEA E-138 EP3 E3, Windgeschwindigkeiten bezogen auf Nabenhöhe

	Dateiname
Rotorblattstruktur	Siehe [1.2.5]
Aerodynamische Profile	Siehe [1.2.5]
Turmstruktur	Siehe [1.2.5]
Controller	E-138_EP3_E3.Daten MD5-Prüfsumme: 8169b837a20dd271faaee1c015dcce76 Regler.dll MD5-Prüfsumme: bdc89956603e500a36ebb18f7714cb90 E-138_EP3_E3_n4.Daten (nur für DLC 2.1 mit Überdrehzahl) MD5-Prüfsumme: cb96b5cbed3fe4e630fa8cb7717153b9 Regler.dll (nur für DLC 2.1 mit Überdrehzahl) MD5-Prüfsumme: 20e039b0fb118851fb91f8d31530608a

Tabelle 4.5: Relevante Eingabedaten des Lastrechnungsmodells

[2] Drehzahl auf die im Volllastbetrieb geregelt wird
[3] Beginn der Sturmregelung bei 22 m/s

Zur adäquaten Berücksichtigung von Fertigungs- und Montagetoleranzen wird eine aerodynamische Asymmetrie des Rotors durch Abweichung des Blattanstellwinkels sowie eine Massenexzentrizität des Rotors durch Blattmassenabweichungen entsprechend der in Tabelle 4.7 angegebenen Werte angenommen.

Massenexzentrizität des Rotors	1000 kgm
Fehler des Blattanstellwinkels (Blatt 1; Blatt 2; Blatt 3)	0°; +0.3°; -0.3°

Tabelle 4.6: Angenommene Asymmetrien

Zur adäquaten Berücksichtigung der elastischen Einspannung des Turmfußes am Aufstellort wird eine repräsentative Bodenfederung entsprechend der in Tabelle 4.8 angegebenen Werte angenommen.

Translationsfeder: $k_{x,dyn}$	starr
Horizontale Drehfeder: $k_{\varphi,dyn}$	250000 MNm/rad

Tabelle 4.7: Angenommene elastische Einspannung des Turmfußes und des Fundaments

Die aus den oben genannten Angaben und Annahmen resultierenden, berechneten Bauteileigenfrequenzen sind in Tabelle 4.9 angegeben. Diese Eigenfrequenzen stellen die ungekoppelten Bauteilfrequenzen dar. Sie beziehen sich jeweils auf das isolierte Bauteil, das heißt, es findet bei der Berechnung der ungekoppelten Bauteileigenfrequenzen keine Interaktion mit weiteren im System befindlichen, schwingungsfähigen Komponenten statt. Die angegebenen Eigenfrequenzen des Turmes berücksichtigen eine elastische (Tabelle 4.8) und eine starre Bodenfeder sowie die Masse des Turmkopfes.

Komponente		**Randbedingungen**	**Frequenz**
Blatt, Biegung flapwise	1. EF	fest eingespannt - frei	0.515 Hz
Blatt, Biegung flapwise	2. EF	fest eingespannt - frei	1.233 Hz
Blatt, Biegung edgewise	1. EF	fest eingespannt - frei	0.824 Hz
Blatt, Biegung edgewise	2. EF	fest eingespannt - frei	2.530 Hz
Turm, Biegung fore-aft	1. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.202 Hz
Turm, Biegung fore-aft	2. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.856 Hz
Turm, Biegung side-side	1. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.201 Hz
Turm, Biegung side-side	2. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.834 Hz
Turm, Biegung fore-aft	1. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.212 Hz
Turm, Biegung fore-aft	2. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.976 Hz
Turm, Biegung side-side	1. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.211 Hz
Turm, Biegung side-side	2. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	0.943 Hz

Tabelle 4.8: Komponenten-Eigenfrequenzen der WEA E-138 EP3 E3, E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01)

Die gekoppelten Eigenfrequenzen sind grafisch im Campbell-Diagramm in [1.1.1] dargestellt.

5 Durchgeführte Prüfungen

5.1 Prüfmethode

Die in dieser Lastrechnung angewandte Vorgehensweise, die Methodik sowie die angesetzten Grundparameter wurden auf Übereinstimmung mit den in [2.1] - [2.3] angegebenen Anforderungen überprüft.

Die der Lastberechnung zu Grunde gelegten Modelldaten wurden auf Plausibilität geprüft und im Übrigen als richtig vorausgesetzt.

Die Definition der Designlastfälle wurde unter Berücksichtigung des Betriebs- und Sicherheitssystems [1.2.4] und der Design Basis [1.2.1] und [1.2.3] auf Vollständigkeit sowie auf Konformität mit den Richtlinien [2.1] - [2.3] überprüft.

Darauf basierend wurde unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 aufgelisteten und unter Kapitel 1 dokumentierten Parameter ein unabhängiges Simulationsmodell aufgebaut sowie eine unabhängige Analyse der Lasten durchgeführt. Die Übereinstimmung des Anlagenverhaltens während der Simulation mit dem in [1.1.1] dokumentierten Regelungskonzept der Anlage wurde überprüft.

Die Ergebnisse der unabhängigen Berechnungen wurden mit den unter 1.1 angegebenen Ergebnissen verglichen.

5.2 Anmerkungen

5.2.1. Im Fall von signifikanten, lastrelevanten Änderungen der zur Lastrechnung verwendeten Eingangsparameter wie z.B. strukturelle Modelldaten, Annahmen bzgl. der Aerodynamik, Reglerparameter kann eine Neuberechnung der Lasten erforderlich sein.

5.2.2. Abweichend von den in der DIBt (2012) [2.1] genannten technischen Anforderungen IEC 61400-1 Ed. 2 oder 3, wurde hier IEC 61400-1 Ed. 4 [2.3] verwendet.

5.3 Prüfergebnis

Die in 1.1 und Kapitel 3 beschriebene Vorgehensweise ist zur Bestimmung der Lasten geeignet.

Die in 1.1 dargestellten Lasten konnten durch eine unabhängige Lastberechnung bestätigt werden.

5.4 Schnittstellen

5.4.1. Relevante Parameter und Schnittstellenwerte, die über die in Kapitel 4 aufgeführten hinausgehen, sind den Dokumenten 1.1 zu entnehmen.

5.4.2. Die Lasten sind in den in [1.1.1] beschriebenen Berechnungskoordinatensystemen ausgewertet worden.

5.4.3. Lastrelevante Einflüsse aus Erdbeben wurden nicht berücksichtigt.

5.4.4. Lastrelevante Einflüsse aus Eis am Rotorblatt wurden nicht berücksichtigt.

5.4.5. Eine Temperaturabhängigkeit der Materialkennwerte wurde nicht in der Lastberechnung berücksichtigt.

5.4.6. Diese Prüfung beinhaltet die Überprüfung des Turmfreigangs nach [2.3].

5.4.7. Die Gierbewegung der Anlage wurde in der Lastsimulation nicht berücksichtigt.

5.4.8. Die Lasten am Turm beinhalten die Einflüsse aus den vorhandenen Massenexzentrizitäten und den Verformungen des Turms (Effekte aus Theorie 2. Ordnung). Die Einflüsse aus Schiefstellung des Turmes, Setzungen sowie aus einer statischen Drehfeder wurden nicht berücksichtigt.

5.4.9. In Übereinstimmung mit der Design Basis [1.2.1] wurde diese Lastrechnung unter Berücksichtigung der Blattanbauteile in Tabelle 4.5 durchgeführt. Eine Berechnung ohne diese Anbauten ist nicht Teil dieses Berichtes.

5.4.10. Bei Verwendung der Lastannahmen 1.1 für eine modifizierte Turmhöhe, wie in Kapitel 3 beschrieben, müssen Turm- und Fundamentlasten extrapoliert werden.

5.4.11. Die Lastrechnung wurde unter der Annahme durchgeführt, dass die Anlage mit einem elektrischen Widerstand (Chopper) ausgestattet ist. Dieser muss bei der Prüfung elektrischen Komponenten berücksichtigt werden.

5.4.12. Die Lasten [1.1.1] - [1.1.2] dürfen für die Evaluierung der Komponenten nur in Kombination mit den aktualisierten Lasten [1.1.3] verwendet werden.

6 Auflagen

6.1 Es sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um den Betrieb mit vereisten Rotorblättern auszuschließen.

6.2 Bei Abweichungen von mehr als ±5 % von der 1. Turmeigenfrequenz (siehe Tabelle 4.9 zum Abgleich ungekoppelter Eigenfrequenzen bzw. [1.1.1] zum Abgleich gekoppelter Eigenfrequenzen) des in der Lastberechnung verwendeten Modells sind zusätzliche Untersuchungen unter Berücksichtigung der tatsächlichen Turmeigenfrequenzen erforderlich.

7 Schlussfolgerung

Die in [1.1.1] - [1.1.3] aufgeführten Lastannahmen für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01) sind unter Berücksichtigung der Auflagen in Punkt 6 konform zur Richtlinie [2.1] berechnet worden.

Sachverständiger:



M.Sc. Konstantin Konkel

Freigegeben:



M.Sc. Marvin Goetzke

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, Diverse NH, DIBt Diverse WZ, Diverse GK

- Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -

TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D III Rev. 2

Gegenstand der Prüfung: Lastannahmen für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, diverse Nabenhöhen bezüglich der DIBt (2012) diverse Windzonen, diverse Geländekategorien

Anlagenhersteller: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Diese Gutachtliche Stellungnahme umfasst 13 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständiger
0	03.02.2022	Erste Fassung	Tim Kaczynski
1	06.09.2022	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 hinzugefügt Dokumentrevisionen angepasst	Tim Kaczynski
2	19.12.2022	E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 hinzugefügt. [1.1.5] als geprüftes Dokument hinzugefügt Schnittstelle 5.4.12 hinzugefügt, Auflage 6.3 entfernt Angebotsnummer: 2020-0297	Konstantin Konkel

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 3
1.1 Geprüfte Dokumente 3
1.2 Dazugehörige Dokumente 3
2 Prüfgrundlagen 4
3 Einleitung 5
4 Beschreibung der Windenergieanlage 7
4.1 Umgebungsbedingungen 7
4.2 Sicherheitsklasse 8
4.3 Beschreibung des Anlagenmodells 8
5 Durchgeführte Prüfungen 11
5.1 Prüfmethode 11
5.2 Anmerkungen 11
5.3 Prüfergebnis 12
5.4 Schnittstellen 12
6 Auflagen 13
7 Schlussfolgerung 13

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

[1.1.1] ENERCON GmbH:
Zertifizierungslastbericht Maschinenbau
“Lastenbericht, Maschinenbau E-138 EP3 E3, Abdeckende Betriebs- und Extremlasten für den Maschinenbau E-138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC”
Dokument-Nr.: D02397614
Rev. 0.3, Datum: 20.01.2022

[1.1.2] ENERCON GmbH:
Zertifizierungslastbericht Rotorblatt
“Lastenbericht, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, Abdeckende Lasten für das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 mit dem Maschinenbau E-138 EP3 E3 nach DIBt und IEC”
Dokument-Nr.: D02399482
Rev. 0.5, Datum: 20.01.2022

[1.1.3] ENERCON GmbH:
Lastfallbeschreibung für Einzelblattmontage und zugehörige Lasten
Dokument-Name.: E-138 EP3 E3; single blade assembly.zip
(MD5-Prüfsumme: 359347527e86ae49d230d28248d84cd9)
Received: 25.01.2022

[1.1.4] ENERCON GmbH:
Stellungnahme zur Überdrehzahl (E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01)
“Stellungnahme Abteilung Lastensimulation, Überdrehzahl DLC 2.1”
Dokument-Nr.: D02578345
Rev. 1.0, Datum: 22.02.2022

[1.1.5] ENERCON GmbH:
Lastvergleich zur FMEA
“Berechnung_Load_Comparison_E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01_FMEA”
Dokument-Nr.: D02799284_0.1
Rev. 0.1, Datum: 15.12.2022

1.2 Dazugehörige Dokumente

<u>Design Basis</u>

[1.2.1] ENERCON GmbH:
Design Basis
“Design Base, E-138 EP3 E3”
Dokument-Nr: D02294156
Rev. 3.2, Datum: 21.01.2022

Begleitende Dokumentation zur Lastsimulation

[1.2.2] ENERCON GmbH:
Betriebsführungs- und Sicherheitssystem
“Reglerbeschreibung, E-138 EP3 E3”
Dokument-Nr.: D02398709
Rev. 1.0, Datum: 23.09.2022

[1.2.3] ENERCON GmbH:
Stellungnahme zu Rotordrehzahlen der E-138 EP3 E3
“Stellungnahme Abteilung Lastensimulation, Drehzahlbereiche”
Dokument-Nr.: D02467788
Rev. 0.1, Datum: 01.08.2021

[1.2.4] TÜV NORD:
Gutachtliche Stellungnahme Turmlasten E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01
“Gutachtliche Stellungnahme, Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 130.639 m (E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01), DIBt WZ S, GK S, - Lastannahmen für Turm und Fundament -”
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D II
Rev. 0, Datum: 03.02.2022

[1.2.5] TÜV NORD:
Gutachtliche Stellungnahme Turmlasten E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01
“Gutachtliche Stellungnahme, Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01), DIBt WZ S, GK S, - Lastannahmen für Turm und Fundament -”
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D I
Rev. 0, Datum: 06.09.2022

[1.2.6] TÜV NORD:
Gutachtliche Stellungnahme Turmlasten E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01
“Gutachtliche Stellungnahme, Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01), DIBt WZ 2, GK II, - Lastannahmen für Turm und Fundament -”
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D IV
Rev. 0, Datum: 19.12.2022

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt: Richtlinie für Windenergieanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015

[2.2] DIN EN 1991-1-4/NA: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten: 2010-12

[2.3] International Standard IEC 61400 1:
"Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements", Edition 4.0, 2019-02

3 Einleitung

Dieser Bericht beschreibt die Vorgehensweise und die Ergebnisse der Prüfung der typenspezifischen Lastberechnung der Windenergieanlage (WEA) E-138 EP3 E3, welche im folgenden Kapitel genauer beschrieben ist.

Mit Rev. 1 dieser Gutachtlichen Stellungnahme wurde der E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 Turm hinzugefügt und Dokumentrevisionen angepasst.

Mit Rev. 2 dieser Gutachtlichen Stellungnahme wurde der E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 Turm, das geprüfte Dokument [1.1.5] sowie die Schnittstelle 5.4.12 hinzugefügt und die Auflage 6.3 entfernt.

Die geprüften Unterlagen [1.1.1] - [1.1.5] beinhalten hierbei die Lasten verschiedener Nabenhöhen. Eine genaue Beschreibung der WEA inkl. Turm und Fundament ist den Gutachtlichen Stellungnahmen der Turmlasten [1.2.4] - [1.2.6] zu entnehmen.

Die Berechnung der Lasten wurde anhand von DIBt (2012) [2.1] - [2.2] in Kombination mit IEC 61400-1 Ed. 4 [2.3] durchgeführt.

Die Prüfung der Lastberechnung umfasst die Prüfung der Lastfall- und Modelldefinition, eine unabhängige Analyse der Lasten sowie den Vergleich der eingereichten und parallel berechneten Lasten.

Die Ergebnisse für Rotorblatt und Maschinenbau - referenziert in [1.1.1] - [1.1.5] - werden lediglich für die Nabenhöhen referenziert in [1.2.4] - [1.2.6] bestätigt.

Die geprüften Unterlagen in [1.1.3] beinhalten die Lastfallbeschreibung sowie die zugehörigen Lasten für die Einzelblattmontage. Die Lasten wurden exemplarisch an der Konfiguration [1.2.4] geprüft.

Zusätzlich zu der durch die unabhängige Analyse der Lasten betrachteten Anlagenkonfiguration deckt diese Gutachtliche Stellungnahme auch folgende Änderungen an der WEA gegenüber dem Berechnungsmodell ab:

- Geringere Leistung.
- Geringere Solldrehzahl bei geringerem oder gleichem Drehmoment, wenn die aus der Solldrehzahl berechnete Blattdurchgangsfrequenz oberhalb der 1. Turmeigenfrequenz liegt und keine Resonanzbereiche stimuliert werden.
- Änderungen an Turm- und Gondelmassen, Änderungen der Turmkonstruktion (z.B. Variation der Wanddicken, Bodendrehfeder, horizontale Wegfeder, E-Modul) sowie Abweichungen der Turmhöhe, sofern sämtliche folgende Bedingungen eingehalten werden:
  - Abweichung der Anlagenmasse um bis zu ±5 %.
  - Abweichung der Turmhöhe um bis zu ±5 %.
  - Die erste Turmeigenfrequenz im Ausgangszustand und die erste Turmeigenfrequenz im modifizierten Zustand liegen oberhalb 105 % der 1P Anregung bei Solldrehzahl.
  - Alle weiteren Turmeigenfrequenzen im Ausgangszustand und im modifizierten Zustand liegen außerhalb des Intervalls [90 % - 105 %] der 3P Anregung der Solldrehzahl.
  - Abweichung der 1. Turmeigenfrequenz sind unter folgenden Bedingungen zulässig:
    - Die erste Turmeigenfrequenz „Weich“1 (linksseitiger Eintritt ins 3P-Sensitivitätsband) darf sich bis auf den Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Starr“1 (rechtsseitiger Austritt aus 3P-Sensitivitätsband) anheben, wenn sich dabei gleichzeitig der Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Starr“1 um nicht mehr als 5 % erhöht. Die 2. Turmeigenfrequenz darf eine höhere Abweichung aufweisen.
    - Die erste Turmeigenfrequenz „Starr“[1] darf sich bis auf den Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Weich“[1] absenken, wenn sich dabei gleichzeitig der Wert der ersten Turmeigenfrequenz „Weich“[1] um nicht mehr als 5 % absenkt. Die 2. Turmeigenfrequenz darf eine höhere Abweichung aufweisen.
- Änderungen sowie Abweichungen an der Auslegung des Rotorblattes, sofern folgende Bedingungen eingehalten werden:
  - Abweichungen der ersten Rotorblatteigenfrequenz um bis zu ±5 %.
  - Abweichungen des Massenmoments um bis zu ±3 %.

[1] Ausgehend von den ausgewiesenen Werten der hier vorliegenden Lastannahmen

4 Beschreibung der Windenergieanlage

4.1 Umgebungsbedingungen

Die folgenden Tabellen fassen alle relevanten klimatischen sowie weitere zum Design der Anlage relevanten Umgebungsbedingungen zusammen:

	DIBt diverse WZ diverse GK	**IEC 61400-1 Ed. 4**
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit V_{ave}	siehe [1.2.4] - [1.2.6]	
Formparameter der Weibull-Funktion k	2	
Extreme 1-Jahres-Windgeschwindigkeit V_1 (10 Minuten Mittelwert)	siehe [1.2.4] - [1.2.6]	
Extreme 50-Jahres-Windgeschwindigkeit V_{50} (10 Minuten Mittelwert)	siehe [1.2.4] - [1.2.6]	
Erwartungswert der longitudinalen Turbulenzintensität bei 15 m/s I_{ref}	0.16	
Angenommener c-Faktor zur Bestimmung des extremen Turbulenzmodells (ETM)	2 m/s	
Höhenexponent α (für EWM)	siehe [1.2.4] - [1.2.6]	
Zusätzlicher Höhenexponent α für DLC 1.1, 1.3 und 1.5	0.05	
Upflow	8°	

Tabelle 4.1: Windbedingungen auf Nabenhöhe

In der Lastberechnung wurde eine Weibullverteilung der Turbulenzintensität pro Windgeschwindigkeit angenommen, siehe [1.2.1].

Die Lasten sind bis zu einer mittleren Jahresluftdichte sowie bis zu einer zeitweise auftretenden maximalen Luftdichte im Produktionsbetrieb bzw. im Trudeln oder geparkten Zustand der Windenergieanlage wie in Tabelle 4.3 angegeben gültig.

	Luftdichte [kg/m³]
Mittlere Jahresluftdichte	≤ 1.225
Maximale Luftdichte im Produktionsbetrieb	≤ 1.341
Maximale Luftdichte beim Trudeln oder im geparkten Zustand	≤ 1.394

Tabelle 4.2: Bedingungen an die Luftdichte

Darüber hinaus werden dem Design der Anlage folgende Umgebungsbedingungen zu Grunde gelegt:

Umweltbedingungen	Normales Klima
Temperaturbereich im Produktionsbetrieb	-10 °C bis +40 °C
Extremer Temperaturbereich	-20 °C bis +50 °C
Netzausfälle	20 Ausfälle/Jahr
Betrieb mit vereisten Blättern	Nicht berücksichtigt
Low Voltage Ride Through (LVRT)	Berücksichtigt durch Chopper für Events bis 2 Sekunden
Auslegungslebensdauer	25 Jahre

Tabelle 4.3: Klimatische und weitere Umgebungsbedingungen

Alle weiteren Umgebungsbedingungen werden mit den in [2.1] - [2.3] angegebenen Standardwerten angenommen.

4.2 Sicherheitsklasse

Die WEA ist entsprechend der in [2.3] definierten Normal-Sicherheitsklasse ausgelegt.

4.3 Beschreibung des Anlagenmodells

Bei der WEA E-138 EP3 E3 handelt es sich um eine WEA mit aktiver Windrichtungsnachführung und einem luvseitig angeordneten Dreiblatt-Rotor. Die Rotordrehzahl ist variabel. Die Leistungsbegrenzung erfolgt durch Blattwinkelverstellung aller drei Rotorblätter.

Die technischen Hauptdaten der Anlage, auf denen das in Kapitel 5 beschriebene Berechnungsmodell basiert, sind den folgenden Tabellen zu entnehmen.

Elektrische Nennleistung	4260 kW
Turmtyp	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turmhöhe	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Nabenhöhe	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Rotorblatt	E-138 EP3-RB-02
Rotorblattlänge (entlang der Pitch-Achse)	69.295 m
Rotorblattmasse (inkl. Bolzen)	20213 kg
Massenmoment des Rotorblatts (gemessen vom Blattanschluss, inkl. Bolzen)	387935 kgm
Blattanbauteile	Gurney Flaps (GF) Vortex-Generatoren (VG) Serrations (TES) Blattspitzen
Nominaler Rotordurchmesser	138.59 m
Rotordurchmesser (inkl. Konuswinkel)	138.458 m
Rotordurchmesser (inkl. Konuswinkel und pre-bend)	138.25 m
Rotorachsneigung	7.0°
Rotor-Konuswinkel	2.5° upwind
Rotornenndrehzahl n_r	10.8 U/min
Rotorsolldrehzahl n_s[2]	11.1 U/min
Rotordrehzahl im Produktionsbetrieb $n_1 – n_3$	4.4 - 12.71 U/min
Getriebeübersetzung	direktgetrieben
Netzfrequenz	irrelevant
Windgeschwindigkeitsbereich im Produktionsbetrieb $V_{in} – V_{out}$[3]	2.5 - 28.0 m/s
Nennwindgeschwindigkeit v_r	12.1 m/s

Tabelle 4.4: Technische Hauptdaten der WEA E-138 EP3 E3, Windgeschwindigkeiten bezogen auf Nabenhöhe

	Dateiname
Rotorblattstruktur	E-138_EP3_E3-HST-131-FB-C-01.zip MD5-Prüfsumme: fa4eaa8e8fa60c0137a31de36bb01b2b
Aerodynamische Profile	E-138_EP3_E3-HST-131-FB-C-01.zip MD5-Prüfsumme: fa4eaa8e8fa60c0137a31de36bb01b2b
Turmstruktur	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Controller	siehe [1.2.4] - [1.2.6]

Tabelle 4.5: Relevante Eingabedaten des Lastrechnungsmodells

[2] Drehzahl auf die im Volllastbetrieb geregelt wird
[3] Beginn der Sturmregelung bei 22 m/s

Zur adäquaten Berücksichtigung von Fertigungs- und Montagetoleranzen wird eine aerodynamische Asymmetrie des Rotors durch Abweichung des Blattanstellwinkels sowie eine Massenexzentrizität des Rotors durch Blattmassenabweichungen entsprechend der in Tabelle 4.7 angegebenen Werte angenommen.

Massenexzentrizität des Rotors	1000 kgm
Fehler des Blattanstellwinkels (Blatt 1; Blatt 2; Blatt 3)	0°; +0.3°;-0.3°;

Tabelle 4.6: Angenommene Asymmetrien

Zur adäquaten Berücksichtigung der elastischen Einspannung des Turmfußes am Aufstellort wird eine repräsentative Bodenfederung entsprechend der in Tabelle 4.8 angegebenen Werte angenommen.

Translationsfeder: $k_{x,dyn}$	starr
Horizontale Drehfeder: $k_{\varphi,dyn}$	siehe [1.2.4] - [1.2.6]

Tabelle 4.7: Angenommene elastische Einspannung des Turmfußes und des Fundaments

Die aus den oben genannten Angaben und Annahmen resultierenden, berechneten Bauteileigenfrequenzen sind in Tabelle 4.9 angegeben. Diese Eigenfrequenzen stellen die ungekoppelten Bauteilfrequenzen dar. Sie beziehen sich jeweils auf das isolierte Bauteil, das heißt, es findet bei der Berechnung der ungekoppelten Bauteileigen-frequenzen keine Interaktion mit weiteren im System befindlichen, schwingungsfähigen Komponenten statt. Die angegebenen Eigenfrequenzen des Turmes berücksichtigen eine elastische (Tabelle 4.8) und eine starre Bodenfeder sowie die Masse des Turmkopfes.

Komponente		**Randbedingungen**	**Frequenz**
Blatt, Biegung flapwise	1. EF	fest eingespannt - frei	0.515 Hz
Blatt, Biegung flapwise	2. EF	fest eingespannt - frei	1.233 Hz
Blatt, Biegung edgewise	1. EF	fest eingespannt - frei	0.824 Hz
Blatt, Biegung edgewise	2. EF	fest eingespannt - frei	2.530 Hz
Turm, Biegung fore-aft	1. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turm, Biegung fore-aft	2. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turm, Biegung side-side	1. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turm, Biegung side-side	2. EF	flexibel - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turm, Biegung fore-aft	1. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turm, Biegung fore-aft	2. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turm, Biegung side-side	1. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]
Turm, Biegung side-side	2. EF	fest eingespannt - frei, inkl. Turmkopfmasse	siehe [1.2.4] - [1.2.6]

Tabelle 4.8: Komponenten-Eigenfrequenzen der WEA E-138 EP3 E3, E-138 EP3-RB-02, diverse NH

Die gekoppelten Eigenfrequenzen sind grafisch im Campbell-Diagramm der geprüften Unterlagen von [1.2.4] - [1.2.6] dargestellt.

5 Durchgeführte Prüfungen

5.1 Prüfmethode

Die in dieser Lastrechnung angewandte Vorgehensweise, die Methodik sowie die angesetzten Grundparameter wurden auf Übereinstimmung mit den in [2.1] - [2.3] angegebenen Anforderungen überprüft.

Die der Lastberechnung zu Grunde gelegten Modelldaten wurden auf Plausibilität geprüft und im Übrigen als richtig vorausgesetzt.

In [1.2.4] - [1.2.6] wurde die Definition der Designlastfälle unter Berücksichtigung des Betriebs- und Sicherheitssystems [1.2.2] und der Design Basis [1.2.1] auf Vollständigkeit sowie auf Konformität mit den Richtlinien [2.1] - [2.3] überprüft.

Darauf basierend wurde unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 aufgelisteten und unter Kapitel 1 dokumentierten Parameter ein unabhängiges Simulationsmodell aufgebaut sowie eine unabhängige Analyse der Lasten durchgeführt. Die Übereinstimmung des Anlagenverhaltens während der Simulation mit dem in [1.1.1] - [1.1.2] dokumentierten Regelungskonzept der Anlage wurde überprüft.

Die Ergebnisse der unabhängigen Berechnungen wurden mit den unter 1.1 angegebenen Ergebnissen verglichen.

Die Definition für den Auslegungslastfall der Einzelblattmontage wurde in [1.2.4] auf Vollständigkeit und Konformität mit der Richtlinie [2.3] geprüft.

5.2 Anmerkungen

5.2.1. Im Fall von signifikanten, lastrelevanten Änderungen der zur Lastrechnung verwendeten Eingangsparameter wie z.B. strukturelle Modelldaten, Annahmen bzgl. der Aerodynamik, Reglerparameter kann eine Neuberechnung der Lasten erforderlich sein.

5.2.2. Abweichend von den in der DIBt (2012) [2.1] genannten technischen Anforderungen IEC 61400-1 Ed. 2 oder 3, wurde hier IEC 61400-1 Ed. 4 [2.3] verwendet.

5.2.3. Es wurde kein Lastfall für LVRT gemäß [2.3] berücksichtigt, weil die Anlage mit einem elektrischen Widerstand (Chopper) ausgelegt worden ist.

5.2.4. Die Ergebnisse für Rotorblatt und Maschinenbau - referenziert in [1.1.1] - [1.1.5] - werden lediglich für die Nabenhöhen referenziert in [1.2.4] - [1.2.6] bestätigt.

5.2.5. Die Auslegungslasten des Azimutantriebs in [1.1.1] wurden auf Plausibilität geprüft.

5.3 Prüfergebnis

Die in 1.1 und Kapitel 3 beschriebene Vorgehensweise ist zur Bestimmung der Lasten geeignet.

Die in 1.1 dargestellten Lasten konnten durch eine unabhängige Lastberechnung bestätigt werden; davon ausgenommen sind die Auslegungslasten des Azimutantriebs in [1.1.1], welche nur auf Plausibilität geprüft wurden.

Das geprüfte Dokument [1.1.3] beinhaltet die Lastfallbeschreibung sowie die zugehörigen Lasten für die Einzelblattmontage. Diese Lasten wurden exemplarisch an der Konfiguration [1.2.4] geprüft.

5.4 Schnittstellen

5.4.1. Relevante Parameter und Schnittstellenwerte, die über die in Kapitel 4 aufgeführten hinausgehen, sind den Dokumenten 1.1 - 1.2 zu entnehmen.

5.4.2. Die Lasten sind in den in [1.1.1] beschriebenen Berechnungskoordinatensystemen ausgewertet worden.

5.4.3. Lastrelevante Einflüsse aus Erdbeben wurden nicht berücksichtigt.

5.4.4. Lastrelevante Einflüsse aus Eis am Rotorblatt wurden nicht berücksichtigt.

5.4.5. Eine Temperaturabhängigkeit der Materialkennwerte wurde nicht in der Lastberechnung berücksichtigt.

5.4.6. Diese Prüfung beinhaltet keine Überprüfung des Turmfreigangs nach [2.3]. Dies erfolgte bereits mit [1.2.4] - [1.2.6].

5.4.7. Die Gierbewegung der Anlage wurde in der Lastsimulation nicht berücksichtigt.

5.4.8. Die Lasten am Turm beinhalten die Einflüsse aus den vorhandenen Massenexzentrizitäten und den Verformungen des Turms (Effekte aus Theorie 2. Ordnung). Die Einflüsse aus Schiefstellung des Turmes, Setzungen sowie aus einer statischen Drehfeder wurden nicht berücksichtigt.

5.4.9. In Übereinstimmung mit der Design Basis [1.2.1] wurde diese Lastrechnung unter Berücksichtigung der Blattanbauteile in Tabelle 4.5 durchgeführt. Eine Berechnung ohne diese Anbauten ist nicht Teil dieses Berichtes.

5.4.10. Bei Verwendung der Lastannahmen 1.1 für eine modifizierte Turmhöhe, wie in Kapitel 3 beschrieben, müssen Turm- und Fundamentlasten extrapoliert werden.

5.4.11. Die Lastrechnung wurde unter der Annahme durchgeführt, dass die Anlage mit einem elektrischen Widerstand (Chopper) ausgestattet ist, der mindestens 2 s bei Nennleistung kompensieren kann (8.52 MJ).

5.4.12. Die Lasten [1.1.1] - [1.1.4] dürfen für die Evaluierung der Komponenten nur in Kombination mit den aktualisierten Lasten [1.1.5] verwendet werden.

6 Auflagen

6.1 Es sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um den Betrieb mit vereisten Rotorblättern auszuschließen.

6.2 Bei Abweichungen von mehr als ±5 % von der 1. Turmeigenfrequenz (siehe Tabelle 4.9 zum Abgleich ungekoppelter Eigenfrequenzen bzw. [1.1.1] zum Abgleich gekoppelter Eigenfrequenzen) des in der Lastberechnung verwendeten Modells sind zusätzliche Untersuchungen unter Berücksichtigung der tatsächlichen Turmeigenfrequenzen erforderlich.

6.3 Die Anlage ist mit einem elektrischen Widerstand (Chopper) auszustatten, der mindestens eine Kapazität von 8.52 MJ aufweist.

7 Schlussfolgerung

Die in [1.1.1] - [1.1.5] aufgeführten Lastannahmen für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, E-138 EP3-RB-02, diverse NH sind unter Berücksichtigung der Auflagen in Punkt 6 konform zur Richtlinie [2.1] berechnet worden.

Sachverständiger:



M.Sc. Konstantin Konkel

Freigegeben:



M.Sc. Marvin Goetzke

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

Windenergieanlagen ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform nach DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen (2012)

- Sicherheitssystem und Handbücher -

TÜV NORD Bericht-Nr.:	8119224863-2 D Rev.1
Prüfgegenstand:	Konzeptprüfung des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems sowie der Handbücher für die Windenergieanlagen der ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform nach DIBt Richtline für Windenergieanlagen (2012)
Anlagenhersteller:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Dokumentation:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland

Diese Gutachtliche Stellungnahme umfasst 14 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständiger
0	22.09.2022	Erstausgabe Angebot 2020-0297	Gunnar Ewald
1	09.12.2022	Revision von Unterlagen, Ergänzung des HT-160-ES-C-01 Hybridturms, Offener Punkt 7.1 bzgl. FMEA beseitigt Angebot 2021-0228-15	Gunnar Ewald

Inhalt

1 Eingereichte Unterlagen 3
1.1 Geprüfte Unterlagen 3
1.2 Zugehörige Unterlagen 6
2 Prüfgrundlagen 8
3 Einführung 8
4 Beschreibung der Windenergieanlage 8
4.1 Turbinen Konfiguration 8
4.2 Temperaturvariante 9
4.3 Betriebsführungs- und Sicherheitssystem 9
4.4 Mechanische Bremse 10
4.5 Laufzeitverlängerung 10
4.6 Sturmregelung 10
5 Durchgeführte Prüfung 10
5.1 Prüfmethodik 10
5.2 Anmerkungen 11
5.3 Prüfergebnisse 11
5.4 Schnittstellen 12
6 Auflagen und Hinweise 13
7 Offene Punkte 14
8 Schlussfolgerung 14

1 Eingereichte Unterlagen

1.1 Geprüfte Unterlagen

Betriebsführung- und Sicherheitssystem

[1.1.1] ENERCON GmbH:
"Technical description ENERCON E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D1018637
Rev. 3.0, Datum: 27.07.2021

[1.1.2] ENERCON GmbH:
"Betriebsanleitung, Beschreibung und Bedienung ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02468862
Rev. 3.2 Datum: 06.07.2022

[1.1.3] ENERCON GmbH:
"Description Safety System, RS0000011-SafetyRS EP-SCS-03"
Dok. ID: D02254818
Rev. 4.0, Datum: 17.01.2022

[1.1.4] ENERCON GmbH:
"Description Control system safety, System Hardware Architecture NG CS"
Dok. ID: D02174908
Rev. 2.0, Datum: 04.06.2021

[1.1.5] ENERCON GmbH:
"E-138 E3 & E-115 E4 System Requirement Specification - Scoping"
Dok. ID: D02280725
Rev. 2.1, Datum: 23.02.2021

[1.1.6] ENERCON GmbH:
"E-138 EP3 E3, E-115 EP3 E4 System Architecture Description"
Dok. ID: D02451379
Rev. 1.0, Datum: 14.02.2020

[1.1.7] ENERCON GmbH:
"Technical description Fehlermodes Control System E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02544555
Rev. 0.4, Datum: 13.01.2022

[1.1.8] ENERCON GmbH:
"Risk assessment, System Requirement Specification E-138 EP3 E3, E-115 EP3 E4 Scoping"
Dateiname: D02280728_5.0_System_Requirements_E-138_E3_E-115_E4.xlsx
Rev. 5, Datum: 18.01.2022

[1.1.9] ENERCON GmbH:
"System FMEA, Sicherheitssystem EP-SCS-03, E-138 EP3 E3 / E-115 EP3 E4"
TC Nummer: D02273147_1.0-de
Dateiname: D02273147_1.0_System FMEA E-138 EP3 E3.xlsx
Rev. 1.0, Datum: 23.09.2022

[1.1.10] ENERCON GmbH:
"System-FMEA Lasten Gesamtsystem WEA E-138 EP3 E3 und E-115 EP3 E4"
TC Nummer: D02692413_1.0
Dateiname: D02692413_1.0_System_FMEA_Lasten_E-138_EP3_E3_E115_EP3_E4.xlsx
Rev. 1.0, Datum: 31.08.2022

[1.1.11] ENERCON GmbH:
"Teilsystem - FMEA Yawsystem WEA E-138 EP3 E3 und E-115 EP3 E4"
TC-Nummer: D02411601
Dateiname: D02411601_3.0_Teilsystem FMEA E-138 EP3 E3 Yawsystem.xlsx
Rev. 3.0, Datum: 29.09.2022

[1.1.12] ENERCON GmbH:
"Prototype test plan, Safety and Function Test"
Dok. ID: D02561833
Rev. 0.0, Datum: 07.01.2022

[1.1.13] ENERCON GmbH:
"V&V Plan NG CS ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 & E-115 EP3 E4"
Dok. ID: D02549886
Rev. 0.0, Datum: 01.12.2021

[1.1.14] ENERCON GmbH:
"Bezug der Lastensimulationen zur System-FMEA E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02572248/3.1-de / TC
Datum: 08.02.2022

Handbücher

[1.1.15] ENERCON GmbH:
"Inbetriebnahmeanleitung, Inbetriebnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02497612
Rev. 0.0, Datum: 05.10.2021

[1.1.16] ENERCON GmbH:
"Verladehandbuch E-115 E3/E-126/E-138 E1E2 EP3"
Dok. ID: PLM-TES-DC032-VH_E-115E3_E-126_E-138E1E2_EP3-Rev001de-de
Rev. 1, Datum: 25.10.2019

[1.1.17] ENERCON GmbH:
"Montageanleitung Vormontage und Montage Gondel E-138 EP3 E3"
Dok. ID: TD-gccs-08-de-de-21-075
Rev. 1, Datum: 23.06.2022

[1.1.18] ENERCON GmbH:
"Gebrauchsanleitung, Arretierungseinheit Rotorblatt EP3"
Dok. ID: D0912436
Rev. 0, Datum: 10.01.2020

[1.1.19] ENERCON GmbH:
"Wartungsanleitung, Hauptwartung Windenergieanlage E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02510835
Rev. 1, Datum: 17.01.2022

[1.1.20] ENERCON GmbH:
"Arbeitsanleitung, Nachziehen des Hauptstrangs, E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02489595
Rev. 1, Datum: 17.01.2022

[1.1.21] ENERCON GmbH:
"Montageanleitung, Generelle Montage, EP3 Stahlrohrturm und Hybridturm-Stahlturm (HST)"
Dok. ID: TD-esc-08-de-de-20-102
Rev. 0a, Datum: 23.02.2021

[1.1.22] ENERCON GmbH:
"Montageanleitung, Generelle Montage Stahlrohrturm (ST) u.Stahlsektion (HT)"
Dok. ID: TD-esc-08-de-de-16-015
Rev. 4a, Datum: 18.03.2021

[1.1.23] ENERCON GmbH:
"Montageanleitung, Generelle Montageanleitung Hybridturm (HT)"
Dok. ID: TD-esc-08-de-de-15-001
Rev. 15, Datum: 16.08.2020

[1.1.24] ENERCON GmbH:
"Technische Anweisung Scruton-Wendel am Turm montieren "
Dok. ID: TD-gccs-01-de-de-21-002
Rev. 1, Datum: 21.09.2021

[1.1.25] ENERCON GmbH:
"Specification Bolting of Ring Flanges"
Dok. ID: D0215476
Rev. 2, Datum: 05.01.2017

[1.1.26] ENERCON GmbH:
"Minimum Bolting Specification HST, E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01"
Dok. ID: D02412584
Rev. 0, Datum: 21.08.2021

[1.1.27] ENERCON GmbH:
"Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzvorschriften"
Dok. Nr.: BA_bl_1001-1_Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzvorschriften_WEA-Service_Rev001_de-de
Rev. 1, Datum: 12.12.2019

[1.1.28] ENERCON GmbH:
"Handbuch ENERCON Windpark Sicherheit, Sicherheit der Überwachung, Fernsteuerung und Anbindung von Windparks"
Dok. ID: ESC_ENERCON Windpark Sicherheit_Rev000 de-de
Rev. 0, Datum: 28.03.2019

[1.1.29] ENERCON GmbH:
"Minimum Bolting Specification HST, E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01"
Dok. ID: D02454031
Rev. 0, Datum: 04.03.2022

[1.1.30] ENERCON GmbH:
"Montageanleitung, Montage Stahlsektionen, Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01"
Dok. ID: TD-seko-08-de-de-23-001
Rev. 0, Datum: 29.11.2022

[1.1.31] Max Bögl:
"Errichtungsanleitung, Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01"
Dok. ID: WEA ErrAnl E22
Rev. 0, Datum: 15.11.2022

1.2 Zugehörige Unterlagen

[1.2.1] ENERCON GmbH:
"Design Basis E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02294156
Rev. 3.2, Datum: 21.01.2022

[1.2.2] ENERCON GmbH:
"Installation Overview E-138 EP3-ST-131-FB-C-01"
Dokument Nr.: PLM-TES-DC026-VH_Stahlturm
Rev. 2, Datum: 23.07.2020

[1.2.3] ENERCON GmbH:
"Verkabelungsanleitung Windenergieanlage E-138 EP3 E3 & E-115 EP3 E4"
Dok. ID: TD-gccs-08-de-de-21-XX
Rev. 0, Datum: 28.09.2021

[1.2.4] ENERCON GmbH:
"Parameterliste Safety System E-138 EP3 E3 (EP-SCS-03)"
Dok. ID: D02374961
Rev. 2, Datum: 19.11.2019

[1.2.5] ENERCON GmbH:
"Reglerbeschreibung E-138 EP3 E3"
Dok. ID: D02398709
Rev. 1, Datum: 23.09.2022

[1.2.6] ENERCON GmbH:
"Control System Entwicklungsprozess v1.0"
Dok. ID: D0469841
Rev. 0, Datum: 26.05.2016

[1.2.7] ENERCON GmbH:
"Qualitäts- und Testrichtlinie Embedded Systems"
Dok. ID: D0484842
Rev. 0, Datum: 26.05.2021

[1.2.8] ENERCON GmbH:
„Spezifikation, Schraubparameter SV Maschinenträger – Azimutlager E-126 EP3/ E-138 EP3“
Document ID: D0841153
Rev. 1, dated: 2020-10-05

[1.2.9] ENERCON GmbH:
„Technische Spezifikation Übergabedokument Schraubparameter (drehwinkelgesteuert) WEA: E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3 Schraubverbindung: Statortragstern – Maschinenträger“
Document ID: D02535392
Rev. 0, dated: 2022-02-03

[1.2.10] TÜV Rheinland Industrie Service GmbH:
"Certificate Product tested: PitchOne Pitch-Servocontroller"
Dokument Nr.: 968/FSP 2400.00/22
Datum: 31.03.2022

[1.2.11] ENERCON GmbH:
"Lastfallbeschreibung IEC ed.4 + DIBt 2012"
Dok. ID: D1014380
Rev. 3.2, Datum: 02.06.2022

[1.2.12] ENERCON GmbH:
"SISTEMA - Sicherheit von Steuerungen an Maschinen, ENERCON Safety Control System EP-SCS-03"
Prüfsumme: 6d332e0737c186a11985820c5265b580
Datum: 17.11.2022

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt: Richtlinie für Windenergieanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015

[2.2] DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1):2019-12:
"Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019)"
Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019 (Edition 4)

3 Einführung

Die Prüfung umfasst die eingereichten Unterlagen 1.1 und wurde auf Grundlage der in [2] genannten Richtlinien hinsichtlich des Konzepts des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems sowie der Handbücher durchgeführt. Die Unterlagen wurden auf Vollständigkeit und Plausibilität geprüft.

4 Beschreibung der Windenergieanlage

4.1 Turbinen Konfiguration

Die Windenergieanlagen der ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform sind dreiblättrige Luvläufer-Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 4260 kW. Die Turbinen funktionieren nach dem Prinzip variable Leistung durch Einzelblattverstellung. Die Turbinen sind getriebelos, mit einem direkt angetriebenen Generator. Das Hauptbremssystem ist die aerodynamische Bremsung durch die voneinander unabhängige axiale Drehung der einzelnen Rotorblätter, die in einem Bereich zwischen 0° und 90° bewegt werden können.

Die Prüfung umfasst die folgenden Konfigurationen:

Typ	**E-138 EP3 E3**	
Windklasse	IEC III A, DIBt WZ 2 GK II	IEC S A, DIBt WZ S
Nennleistung	4260 kW	
Rotorblatt (Durchmesser)	E-138 EP3-RB-02 (138.25 m)	
Turmtyp (Nabenhöhe)	Hybridturm (HT) 160 m	Hybrid Stahlturm (HST) 111 m, 131 m
Drehzahlgrenze Betriebsführung (n_4)	12.80 U/min	
Drehzahlgrenze Sicherheitssystem (n_A)	13.90 U/min	
Einschaltwindgeschw.	2.5 m/s	
Nennwindgeschw.	12.1 m/s	

Typ	E-138 EP3 E3
Abschaltwindgeschw.	28 m/s (10 Minuten Mittelwert)
Controller Hardware	EP-SCS-03 / Phoenix
Controller Softwareversion	PI-CS-EP3-01
Temperaturvariante	STW
Generator	Direkt angetrieben
Pitchsystem	AC Motoren mit Kondensator für jedes Blatt
Mechanische Rotorbremse	Nur als Parkbremse
Design Lebensdauer	25 Jahre

4.1: Turbinen Konfiguration

4.2 Temperaturvariante

Die Windenergieanlagen der ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform gibt es in folgender Temperaturvarianten:

Temperaturvariante:	Betriebstemperatur:	Überlebenstemperatur:
Standard Weather Edition (STW)	-10 °C bis +40 °C	-20 °C bis +50 °C

4.2: Temperaturvarianten

Die gültigen Temperaturvarianten für jede Konfiguration sind in Tabelle 4.1 zu finden.

4.3 Betriebsführungs- und Sicherheitssystem

Das Sicherheitssystem ist unabhängig vom Betriebsführungssystem und diesem logisch übergeordnet. Das Sicherheitssystem löst bei Überschreitung von kritischen Grenzwerten eine Notbremsung aus.

Die Überwachung durch das Sicherheitssystem umfasst die folgenden Funktionen:

- Not-Halt-Taster
- Rotordrehzahl
- Gondelschwingung
- Überwachung der Kabelverdrillung
- Generatorüberlastung oder - Fehler
- Kurzschluss
- Überwachung des Pitchsystems
- Überwachung des Betriebsführungssystems

Nach Auslösen des Sicherheitssystems ist ein automatischer Neustart der Anlage nicht möglich. Der Ausfall von einer der drei Blattverstellungen führt nicht zu einem unsicheren Zustand, sondern löst sofort eine Abschaltung der Windenergieanlage aus. Die Azimutantriebe werden bei Betätigung des Not-Halt-Tasters in der Gondel oder einem Fehler im Azimutsystem ausgeschaltet. Im Wartungsmodus sind die Azimutantriebe ebenfalls deaktiviert.

4.4 Mechanische Bremse

Die mechanische Scheibenbremse gewährleistet nur nach manueller Aktivierung einen vollständigen Stillstand des Rotors im Servicebetrieb. Im Falle eines Nothalts bleibt die Turbine im Trudelbetrieb.

4.5 Laufzeitverlängerung

Für die Windenergieanlagen der ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform besteht die Option einer verlängerten Lebensdauer von bis zu 25 Jahren. Nach einer Betriebszeit von 20 Jahren müssen die Komponenten des Sicherheitssystems für die verbleibende Lebensdauer der WEA (bis zu 25 Jahre) ertüchtigt werden. Die Komponenten müssen entweder ausgetauscht oder einer Prüfung unterzogen werden (siehe EN ISO 13849-1: 2015). Für den Austausch der Komponenten der Sicherheitseinrichtungen dürfen nur neue oder gleichwertige (so gut wie neue) Teile verwendet werden [1.1.2].

4.6 Sturmregelung

Die Sturmregelung ermöglicht den Betrieb der Windenergieanlage auch bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten, indem die Rotordrehzahl und damit auch die Leistungsabgabe linear auf Null reduziert wird. Der Beginn der Sturmregelung liegt bei 22 m/s Windgeschwindigkeit (12-Sekunden-Mittelwert), das Minimum bei 32 m/s (12-Sekunden-Mittelwert). Die Abschaltwindgeschwindigkeit bei aktiver Sturmsteuerung beträgt 28 m/s (10-Minuten-Mittelwert).

5 Durchgeführte Prüfung

5.1 Prüfmethodik

Die Bewertung erfolgte durch Überprüfung der zugehörigen Dokumentation in Bezug auf die Anforderungen in den angewandten Standards [2]. Das Design der unabhängigen Bremssysteme sowie die unabhängige und übergeordnete Funktion des Sicherheitssystems wurde überprüft.

Mit Hilfe der Fehleranalysen [1.1.8], [1.1.9], [1.1.10] und [1.1.11] wurde das Sicherheitssystem auf seine Fähigkeit, die Windenergieanlage bei Ausfall der Steuerung in einem sicheren Zustand zu halten überprüft. Mit [1.1.3] und [1.2.12] wurden die Performance Level der Schutzfunktionen gemäß den Anforderungen der EN ISO 13849-1 überprüft.

Der Pitchumrichter wurde separat zertifiziert [1.2.8] und hat eine Gültigkeit bis zum 31.03.2027.

Die lastrelevanten Parameter, z.B. Drehzahlgrenzen, Windgeschwindigkeiten oder Pitchgeschwindigkeiten, sowie die Betriebs- und Wartungsbedingungen wurden für die E-138 EP3 E3 Varianten auf Übereinstimmung mit den Annahmen aus der Lastrechnung überprüft.

Es wurde überprüft, ob die in 2 geforderten Informationen in den jeweiligen Handbüchern enthalten sind. Die Überprüfung aller angegebenen Parameter und Software-Validierung sowie eine vollständige Überprüfung aller Spezifikationen, z.B, Schraubenmomente, Schmierstoffe, Gewichte und Abmessungen, elektrische Eigenschaften etc. sind nicht Bestandteil dieses Prüfberichts.

5.2 Anmerkungen

5.2.1 Haftungsausschluss

Wesentliche Änderungen an der geprüften Dokumentation bzw. am Betriebsführungs- und Sicherheitssystem sowie in den Handbüchern machen diesen Prüfbericht ungültig. Die Änderungen müssen TÜV NORD zur erneuten Bewertung vorgelegt werden.

5.2.2 Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA)

Zur Überprüfung relevanter Fehlerereignisse nach den Anforderungen der DIN EN 61400-1 Edition 4 [2.2] wurden die FMEA´s [1.1.9] und [1.1.11] sowie die dazugehörige Lastfall-FMEA [1.1.10] überprüft. Die Fehlerlastfälle aus der FMEA werden gemäß den Anforderungen der DIN EN 61400-1 Edition 4 [2.2] berücksichtigt.

5.3 Prüfergebnisse

5.3.1 Betriebsführungs- und Sicherheitssyem

Das Konzept des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems ist geeignet den sicheren Betrieb der ENERCON E-138 EP3 E3 Windenergieanlagen, siehe Tabelle 4.1, zu gewährleisten. Der sichere Zustand der Windenergieanlage ist in jedem Modus durch redundante und unabhängige Bremssysteme gewährleistet.

5.3.2 Qualitätssicherung

Der Qualitätssicherungsprozess enthält ausreichende Maßnahmen, um das Risiko von Fehlfunktionen im Design der E-138 EP3 E3 zu verringern. Der Prozess beinhaltet eine systematische Risikobewertung mittels Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA). Spezifische Maßnahmen zur Vermeidung systematischer Fehler sind in [1.1.8], [1.1.9], [1.1.10] und [1.1.11] beschrieben.

5.3.3 Performance Level

Für die sicherheitskritischen Schutzfunktionen:

- Schutz vor Überdrehzahl / aerodynamische Bremse
- Not-Halt
- Kabelverdrillung
- Übermäßige Vibration / Schock
- Generatorüberlastung oder - Fehler
- Kurzschluss
- Fehler im Pitchsystem
- Watchdog

wurde eine quantitative Risikoanalyse durchgeführt. Die erforderlichen Performance Level für jede Schutzfunktion wurden in der Risikobewertung festgelegt. Der Nachweis aller Performance Level wurde auf der Basis von [1.1.3] erreicht. Die Schutzfunktionen erfüllen die Anforderungen der EN ISO 13849-1.

5.3.4 Cyber Secrurity

Die Fähigkeit Angriffe auf die Sicherheitsfunktionen mit hinsicht auf Cyber Security

wurde durch die Cyber-Risikoanalyse und den definierten Maßnahmen [1.1.28] hinreichend demonstriert.

5.3.5 Mechanische Bremse

Das in 4.4 beschriebene Konzept ist geeignet, den Zugang von Personen zu drehenden Teilen in der Nabe zu verhindern. Ein Zugang ist nur bei arretiertem Rotor möglich. Die vorgestellten Maßnahmen sind als ausreichend zu bewerten und bieten eine sichere Arbeitsumgebung im Leerlauf nach Aktivierung eines Not-Halt-Tasters.

5.3.6 Handbücher

Die Handbücher und Checklisten für Transport, Installation, Inbetriebnahme, Betrieb und Wartung sind verfügbar und enthalten die erforderlichen Informationen in geeigneter Weise. Sicherheitshinweise wurden für vorhersehbare Gefahren gegeben. Die Errichtung der E-138 EP3 E3 mit dem HST-131-FB-C-01 ist in [1.1.26] sowie für die E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 in [1.1.29] beschrieben und zu berücksichtigen.

5.4 Schnittstellen

Die lastrelevanten Parameter, z.B. Drehzahlgrenzen, Windgeschwindigkeiten oder Pitchgeschwindigkeiten, sowie die Betriebs- und Wartungsbedingungen wurden auf Übereinstimmung mit den Annahmen aus der Lastrechnung für die Varianten der ENERCON E-138 EP3 E3 überprüft.

6 Auflagen und Hinweise

6.1 Die Handbücher müssen dem Personal in einer für sie verständlichen Sprache zur Verfügung gestellt werden.

6.2 Jede Windenergieanlage dieses Typs muss mindestens entsprechend den Inbetriebnahmeanleitungen getestet werden. Der ordnungsgemäße Zustand ist vom Hersteller zu bestätigen. Der Inbetriebnahmebericht ist dem Betreiber jeweils zusammen mit den Handbüchern und Wartungs- und Instandhaltungsanweisungen zu übergeben. Die Wartungs- und Instandhaltungsanweisungen sind zu befolgen und die durchgeführten Arbeiten in den entsprechenden Berichten zu protokollieren

Alle sicherheitsrelevanten Bauteile und Funktionen sind in Abständen von höchstens zwei Jahren durch einen anerkannten Sachverständigen zu prüfen. Dieses Prüfintervall kann auf vier Jahre verlängert werden, wenn durch von ENERCON autorisierte Sachkundige eine laufende (mindestens jährliche) Überwachung und Wartung der Windenergieanlage durchgeführt wird. Das Ergebnis der wiederkehrenden Prüfung ist in einem Bericht festzuhalten, der mindestens die folgenden Informationen enthalten muss:

- Prüfender Sachverständiger und Anwesende bei der Prüfung
- Hersteller, Typ und Seriennummer der WEA und deren Hauptbestandteile (Rotorblätter, Getriebe, Generator, Turm)
- Standort und Betreiber der Windenergieanlage
- Gesamtbetriebsstunden
- Windgeschwindigkeit und Temperatur am Tag der Prüfung
- Beschreibung des Prüfumfanges
- Prüfergebnis und ggf. Auflagen

Diese Dokumentation ist vom Betreiber über die gesamte Nutzungsdauer der WEA aufzubewahren.

6.3 Für die Windenergieanlagen der ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform besteht die Option einer verlängerten Lebensdauer von bis zu 25 Jahren. Nach einer Betriebszeit von 20 Jahren müssen die Komponenten des Sicherheitssystems für die verbleibende Lebensdauer der WEA (bis zu 25 Jahre) ertüchtigt werden. Die Komponenten müssen entweder ausgetauscht oder einer Prüfung unterzogen werden (siehe EN ISO 13849-1: 2015).

6.4 Für die Errichtung der Windenergieanlage E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01 sind die Umgebungs- und Aufstellungsbedingungen in [1.1.29] zu berücksichtigen. Die finalen Errichtigungshandbücher müssen von ENERCON zur Verfügung gestellt und vom TÜV NORD geprüft werden bevor der erste Serienturm errichtet wird.

6.5 Für die Errichtung der Windenergieanlage E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01 sind die Umgebungs- und Aufstellungsbedingungen in [1.1.26] zu berücksichtigen. Die finalen Errichtigungshandbücher müssen von ENERCON zur Verfügung gestellt und vom TÜV NORD geprüft werden bevor der erste Serienturm errichtet wird.

7 Offene Punkte

keine

8 Schlussfolgerung

Der Aufbau des Betriebsführungs- und Sicherheitssystem mit den redundanten Schutzfunktionen ist geeignet, die in Tabelle 4.1 spezifizierten Windenergieanlagen der ENERCON E-138 EP3 E3 Plattform in einem sicheren Zustand zu halten.

Das fehlersichere Verhalten der Windenergieanlagen wurde in Form einer FMEA dargelegt. Die nach EN ISO 13849-1 erforderlichen Performance Level wurden für alle Sicherheitsfunktionen erreicht.

Die Anforderungen an das Konzept des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems sowie die Handbücher sind unter Berücksichtigung der Auflagen in Kapitel 6 und offenen Punkte in Kapitel 7 konform zur DIBt-Richtlinie [2.1].

erstellt:	freigegeben:
Dipl.-Ing. (FH) G. Ewald	Dipl.-Ing. L. Klüppel

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet

Gutachtliche Stellungnahme

ENERCON E-138 EP3 E3

– Elektrische Komponenten und Blitzschutz –

TÜV NORD Report Nr.:	8119224863-5 D Rev. 1
Prüfobjekt:	Elektrische Komponenten und Blitzschutz der Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3
Prüfumfang:	- DIBt 2012 - IECRE OD-501 - DIN EN 61400-22
Hersteller:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland

Diese Gutachtliche Stellungnahme umfasst 30 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Experte
0	17.02.2022	Erste Fassung	H. Grafe
1	28.09.2022	Gesamtes Dokument überarbeitet, Geänderte Nummerierung der Dokumente in Kapitel 1, Alternativen Azimut Motor hinzugefügt, Geänderte Seiten: 4-6, 8, 9, 13 - 16, 20 - 22, 24, 25, 29, 30 Angebot 2020-0297	J. Dumke

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 4
1.1 System Beschreibung 4
1.2 Generator 4
1.3 Umrichter 5
1.4 Transformator 5
1.5 Mittelspannungsschaltanlage 6
1.6 Blitzschutz 7
1.7 Schleifringübertrager 8
1.8 Elektrischer Antrieb Azimut 8
1.9 Elektrischer Pitchantrieb 12
1.10 Back-up System, Ladegeräte, Energiespeicher 13
1.11 Kabel und sonstige elektrische Ausrüstung 13
1.12 Schaltpläne 14
1.13 EMV 14
1.14 Zugehörige Dokumente 16
2 Prüfgrundlagen 16
3 Einleitung 17
4 Beschreibung der Windenergieanlage 18
4.1 Beschreibung der WEA Konfigurationen 18
4.2 Klimatische Bedingungen 18
4.3 Eigenschaften Elektrische Komponenten 18
5 Durchgeführte Prüfungen 23
5.1 Prüfmethode 23
5.2 Anmerkungen 23
5.3 Prüfbemerkungen 24
5.4 Schnittstellen 29
6 Auflagen 29
7 Schlussfolgerung 30

1 Dokumente

1.1 System Beschreibung

[1.1.1] ENERCON
EG/EU-Konformitätserklärung
Dokumenten-Nr.: D0376121_15
Rev. -, Datum: 10.01.2022 (empfangen)

[1.1.2] ENERCON
Wartungsanleitung Hauptwartung
Dokumenten-Nr.: D02510835_1
Rev. 1, Datum: 17.01.2022

1.2 Generator

[1.2.1] ENERCON
Kurzbeschreibung Generator E-138 EP3 E3-GE-01
Dokumenten-Nr.: D08825322486441-0a
Rev. 0, Datum: 24.09.2021

[1.2.2] ENERCON
E-138 EP3 E3-GE-01 Thermisches Verhalten und Prüfung nach DIN 60034
Dokumenten-Nr.: D08825342486475-0.0
Rev. 0, Datum: 24.09.2021

[1.2.3] ENERCON
Herstellererklärung, Drehzahlauslegung des Generator-Rotors vom Typ E-138 EP3 E3-GE-01
Dokumenten-Nr.: D08825312488276-0.0
Rev. 0, Datum: 27.09.2021

[1.2.4] ENERCON
Technisches Datenblatt_E-138 EP3 E3 GE-01
Dokumenten-Nr.: D02490413_0.0
Rev. 0, Datum: 30.09.2021 (empfangen)

[1.2.5] ENERCON
Manufacturing record - Generator stator E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D02486966_0.1
Rev. 0, Datum: 16.12.2021

[1.2.6] ENERCON
Manufacturing record - Generator rotor E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D02486967_0.0
Rev. 0, Datum: 03.12.2021

[1.2.7] ENERCON
Manufacturing record - Pole shoe set E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D02486968_0.0
Rev. 0, Datum: 04.11.2021

[1.2.8] ENERCON
Fertigungsprotokoll – Generator-Stator E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D02486966_0.3
Rev. 0, Datum: 17.02.2022

1.3 Umrichter

[1.3.1] ENERCON
Technische Beschreibung „Facelift-Converter“ SAP 778844
Dokumenten-Nr.: D02525380
Rev. 0, Datum: 22.10.2021

[1.3.2] ENERCON
Datenblatt Facelift-Converter (Artikel-Nr. 778845)
Dokumenten-Nr.: D02479849_0.0
Rev. 0, Datum: 30.09.2021

[1.3.3] ENERCON
Typenschild Schrank Leistungs- B2B FL STD (Artikel-Nr. 778845)
Dokumenten-Nr.: 778844
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02524810_0.0
Rev. 0, Datum: 30.09.2021 (empfangen)

[1.3.4] ENERCON
Technische Beschreibung Cooling power cabinet Facelift
Dokumenten-Nr.: D02569701_0.0
Rev. 0, Datum: 24.01.2022

1.4 Transformator

[1.4.1] ENERCON
Specification Transformer inside nacelle 4,7 / 5,1MVA 750V
Dokumenten-Nr.: D1015892-1
Rev. 1, Datum: 01.02.2021

[1.4.2] ENERCON
Type certification of distribution transformers
Dokumenten-Nr.: PM-EW-AA012-Typenprüfung WEA Trafos-Rev001 ger-eng
Rev. 1, Datum: 17.02.2014 2014-02-17

[1.4.3] SGB-SMIT Group
Technical specification VE621719
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02281074_1.0
Rev. -, Datum: 16.04.2021

[1.4.4] SGB-SMIT Group
Inspection certificate EN 10204 – 3.1
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02548790_0.0
Rev. -, Datum: 08.2017

[1.4.5] SGB-SMIT Group
Rating Plate
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02548796_0.0
Rev. -, Datum: 17.01.2022 (empfangen)

[1.4.6] KEMA B.V.
PRELIMINARY REPORT
Dokumenten-Nr.: 72119346-02
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02550018_0.0
Rev. -, Datum: 14.10.2021

[1.4.7] SGB-SMIT Group
Routine Test-Report
Dokumenten-Nr.: 2802308
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02550035_0.0
Rev. -, Datum: 23.09.2021

1.5 Mittelspannungsschaltanlage

[1.5.1] ENERCON
Specification V6 medium-voltage switchgear
Dokumenten-Nr.: D1015798-2
Rev. 2.0, Datum: 08.08.2022

[1.5.2] Siemens
Spezifikation für die Mittelspannungsschaltanlage 8DJH 24kV
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02188924_2.0
Rev. -, Datum: 20.04.2022

[1.5.3] Siemens AG
Electrotechnical documents ENERCON RV - 8DJH 24kV RRL ARS i10 V6
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02188927_1.0
Rev. -, Datum: 02.09.2021

[1.5.4] Siemens AG
Prüfbescheinigung / Test Certificate ENERCON RV - 8DJH 24KV RRL ARS
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02522702_0.0
Rev. -, Datum: 11.03.2021

[1.5.5] Siemens AG
Maßbild Wandaufstellung_500_8841_9_BL1
Dokumenten-Nr.: 500_8841.9
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02305762_0.0
Rev. -, Datum: 09.10.2012

1.6 Blitzschutz

[1.6.1] ENERCON
Technische Beschreibung Blitzschutz ENERCON Windenergieanlagen
Dokumenten-Nr.: D0260891-13.2
Rev. -, Datum: 08.12.2021

[1.6.2] ThyssenKrupp Rothe Erde
Blitzstromtragfähigkeit Pitchlager E-126 IEC Ia
Dokumenten-Nr.: D0501044_0_150828
Rev. -, Datum: 28.08.2015

[1.6.3] Liebherr-Components Biberach GmbH
Stellungnahme Blitzstromtragfähigkeit von Kugeldrehverbindungen
Dokumenten-Nr.: D0501046_0_20150713b1
Rev. -, Datum: 13.07.2015

[1.6.4] ThyssenKrupp Rothe Erde
Blitzstromtragfähigkeit von zweireihigen 4-Punkt-Lagern von thyssenkrupp Rothe Erde und PSL
Dokumenten-Nr.: D0624556_0
Rev. -, Datum: 14.07.2017

[1.6.5] ENERCON
Technical description Lightning protection system E-138 EP3-RB-02
Dokumenten-Nr.: D0834243_1.0
Rev. 1, Datum: 10.09.2021

[1.6.6] ENERCON
Zusammenbauzeichnung Leerrohr- und Blitzschutzplan
Dokumenten-Nr.: D02441673_1.0
Rev. 1, Datum: 29.10.2021

[1.6.7] ENERCON
Technical description Comparison of LPS E-103 EP2-RB-01 and E-138 EP3-RB-02
Dokumenten-Nr.: D02459612/0.0
Rev. 0, Datum: 10.09.2021

[1.6.8] ENERCON
Zeichnung Blitzschutzsystem Montage Anbauteile
Dokumenten-Nr.: R1153.190.10001-4.0
Rev. -, Datum: 21.07.2021

[1.6.9] ENERCON
Zeichnung Blitzschutzsystem Montage Blitzschutzkabel
Dokumenten-Nr.: R1153.190.10002-1
Rev. -, Datum: 10.08.2019

[1.6.10] ENERCON
Technical Description
Lightning protection system of the E-138 EP3-RB-02 rotor blade
Dokumenten-Nr.: D0834243-0
Rev. 0, Datum: 15.05.2019

[1.6.11] ENERCON
Technische Information
Messung des Erdungswiderstands
Dokumenten-Nr.: PLM-EWES-DC008
Rev. 06, Datum: 30.08.2016

1.7 Schleifringübertrager

[1.7.1] ENERCON
Schleifringübertrager - Baugruppenschaltplan
Dokumenten-Nr.: D1027239_0
Rev. -, Datum: 08.09.2021

[1.7.2] ENERCON
Specification - Slip ring unit EP3-004-BH0-ENC0-FORJ1
Dokumenten-Nr.: D02549863/0.0
Rev. 0, Datum: 16.12.2021

[1.7.3] ENERCON
Spezifikation - Schleifringübertrager EP3-003-BH1-ENC0-FORJ1
Dokumenten-Nr.: D0866477-0
Rev. 0, Datum: 02.12.2021

1.8 Elektrischer Antrieb Azimut

[1.8.1] ENERCON
Requirements Specification - NG-Yaw motor - Release V1.03
Dokumenten-Nr.: D02318193_2.1
Rev. 2.1, Datum: 24.11.2021

[1.8.2] Bonfiglioli
Technical Drawing Bonfiglioli NG-Yaw motor
Zeichnungs-Nr.: CD00019588
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02485818_0.0
Rev. 1, Datum: 23.11.2021 (empfangen)

[1.8.3] Bonfiglioli
Motor datasheet – JB00023132 – YAW
Dokumenten-Nr.: BUINS_BMR_UT_DTS_016
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02563703_0.0
Rev. 0, Datum: 10.01.2022

[1.8.4] Bonfiglioli
EC Declaration of conformity
Dokumenten-Nr.: D02553242_0.0
Rev. -, Datum: 01.12.2021

[1.8.5] ENERCON
Requirements Specification - NG-Yaw motor (soft brake)
Dokumenten-Nr.: D02581962_0.1
Rev. 0.1, Datum: 31.01.2022

[1.8.6] Bonfiglioli
Technical Drawing Bonfiglioli NG-Yaw motor (soft brake)
Zeichnungs-Nr.: CD00021286
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02583714_0.0
Rev. 01, Datum: 23.03.2022 (empfangen)

[1.8.7] Bonfiglioli
Motor datasheet – JB00025049 – YAW
Dokumenten-Nr.: BUINS_BMR_UT_DTS_018
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02628771_0.0
Rev. 0, Datum: 10.01.2022

[1.8.8] Bonfiglioli
EC Declaration of conformity
Dokumenten-Nr.: D02553299_1.0
Rev. -, Datum: 21.02.2022

[1.8.9] Ingenieurbüro Hoffmann GmbH
Measurement report - Qualification of the Bonfiglioli prototype on the Siemens S120, with the motor module 18A type D (Enercon - yaw system)
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02630739_0.0
Rev. 01, Datum: 18.02.2022

[1.8.10] ENERCON
Requirements Specification - Yaw Encoder
Dokumenten-Nr.: D0966161-0
Rev. 0, Datum: 22.05.2020

[1.8.11] TWK-ELEKTRONIK GmbH
Yaw Encoder - User manual
Dokumenten-Nr.: TRT 12846 NE
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02251218_0.0
Rev. -, Datum: 20.02.2020

[1.8.12] TWK-ELEKTRONIK GmbH
Data Sheet Yaw Encoder TRTS3
Dokumenten-Nr.: TRT 12845 VD
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02251222_0.0
Rev. -, Datum: 01.12.2020

[1.8.13] Siemens
Datenblatt SITOP PSU8600
Dokumenten-Nr.: 6EP3437-8SB00-2AY0
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02296524_0.0
Rev. -, Datum: 16.02.2021

[1.8.14] Siemens
Datenblatt für Braking Module
Dokumenten-Nr.: 6SL3400-1AE31-0AA1
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02298262_0.0
Rev. -, Datum: 24.02.2021

[1.8.15] Siemens
Datenblatt für Motor Module
Dokumenten-Nr.: 6SL3120-2TE21-8AD0
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02298465_0.0
Rev. -, Datum: 19.02.2021

[1.8.16] Siemens
Datenblatt SIMATIC Drive Controller
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02300950_0.0
Rev. -, Datum: 01.03.2021

[1.8.17] Siemens
Datenblatt für Voltage Sensing Module
Dokumenten-Nr.: 6SL3053-0AA00-3AA1
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02303681_0.0
Rev. -, Datum: 01.03.2021

[1.8.18] Siemens
Datenblatt für S120 Active Interface Module Booksize
Dokumenten-Nr.: 6SL3100-0BE28-0AB0
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02323372_0.0
Rev. -, Datum: 09.04.2021

[1.8.19] Siemens
Datenblatt für Active Line Modules
Dokumenten-Nr.: 6SL3130-7TE28-0AA3
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02350494_0.0
Rev. -, Datum: 30.04.2021

[1.8.20] Siemens
Dimension with Frame
Dokumenten-Nr.: 6SL3400-1AE31-0AA1
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02298266_0.0
Rev. -, Datum: 25.02.2020

[1.8.21] Siemens
Equipment Manual SIMATIC Drive Controller
Dokumenten-Nr.: A5E46600370-AA
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02300954_0.0
Rev. -, Datum: 11.2019

[1.8.22] Siemens
Dimension with Frame
Dokumenten-Nr.: 6SL3053-0AA00-3AA1
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02303683_0.0
Rev. -, Datum: 17.01.2022 (empfangen)

[1.8.23] Siemens
Function Manual - SINAMICS S120 Drive functions
Dokumenten-Nr.: D02567286_0.0
Rev. -, Datum: 06.2020

[1.8.24] Siemens
List Manual - SINAMICS S120/S150
Dokumenten-Nr.: D02567289_0.0
Rev. -, Datum: 06.2020

[1.8.25] Siemens
System Manual – SINAMICS S120
Dokumenten-Nr.: D02567292_0.0
Rev. -, Datum: 01.2021

1.9 Elektrischer Pitchantrieb

[1.9.1] ENERCON
Requirements Specification - Pitch motor 32/120 - Release V2.12
Dokumenten-Nr.: D02310324_0.2
Rev. 0.2, Datum: 17.08.2021

[1.9.2] KEBA Industrial Automation Germany GmbH
Technisches Datenblatt Pitch Servo Drives
ENERCON Dokumenten-Nr.: D0870504_0
Rev. 2, Datum: 03.2019

[1.9.3] KEBA Industrial Automation Germany GmbH
Betriebsanleitung Pitch Servoregler
Dokumenten-Nr.: 1790.001B.1-01
ENERCON Dokumenten-Nr.: D0918644-2
Rev. -, Datum: 10.2020

[1.9.4] Kübler
Datenblatt Winkelgeber - 8.F5863.1215.G321
ENERCON Dokumenten-Nr.: D0988925_5.0
Rev. -, Datum: 09.2018

[1.9.5] Wilo
Motor Data Sheet
ENERCON Dokumenten-Nr.: D1024464_3.0
Rev. -, Datum: 26.10.2021 (empfangen)

[1.9.6] Ingenieurbüro Hoffmann GmbH
Technical report - Qualification of the Wilo prototype M112BM1-4F40Y1-PZ55 with the Keba PitchONE
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02447510_0.0
Rev. 01, Datum: 30.07.2021

[1.9.7] Bonfiglioli
Motor datasheet – JB00023142 – PITCH
Dokumenten-Nr.: BUINS_BMR_UT_DTS_017
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02563706_0.0
Rev. 0, Datum: 10.01.2022

[1.9.8] Bonfiglioli
Technische Zeichnung
Dokumenten-Nr.: CD00019614
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02529670_1.0
Rev. A, Datum: 19.11.2021

[1.9.9] Ingenieurbüro Hoffmann GmbH
Measurement report - Qualification of the Bonfiglioli prototype X_VSDMOT BMD 132S 50 2000 380 B5 38 K 55 with the Keba PitchONE
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02630733_0.0
Rev. 00, Datum: 14.02.2022

[1.9.10] Wilo
EU/EG KONFORMITÄTSERKLÄRUNG
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02326630-0.0
Rev. -, Datum: 17.03.2020

1.10 Back-up System, Ladegeräte, Energiespeicher

[1.10.1] ENERCON
Requirements Specification - Energy Storage NG 2.0 Release - V3.02
Dokumenten-Nr.: D0915962-1
Rev. 6, Datum: 06.09.2021

[1.10.2] SECH SA
Cabinet datasheet - 522V 2F module
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02477608_0.0
Rev. -, Datum: 22.06.2021

1.11 Kabel und sonstige elektrische Ausrüstung

[1.11.1] Prysmian
Data sheet WINDFLEX GLOBAL S-3GSHOEU 1,8/3 kV
ENERCON Dokumenten-Nr.: D1003854_0
Rev. -, Datum: 17.07.2021

[1.11.2] ENERCON
Low voltage distribution - Assembly circuit diagram
Dokumenten-Nr.: D1027188_0
Rev. -, Datum: 23.08.2021

[1.11.3] ENERCON
Low voltage distribution – 750 V-5000 kVA-80 kA V1
Dokumenten-Nr.: D02428865_0.0
Rev. -, Datum: 08.09.2021

[1.11.4] Prysmian
Data sheet WINDFLEX-S (N)TSCGEHXOEU /320/35 kV
ENERCON Dokumenten-Nr.: D02436301_0.0
Rev. -, Datum: 24.07.2020

[1.11.5] ENERCON
Technical information - EP3 E-Nacelle | Low voltage power cable dimensioning
Dokumenten-Nr.: D02521591_0.0-en
Rev. 0, Datum: 18.10.2021

1.12 Schaltpläne

[1.12.1] ENERCON
Übersichtsschaltplan E-115 EP3 E4 E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D1027154_0
Rev. -, Datum: 29.09.2021

[1.12.2] ENERCON
Übersichtsschaltplan E-Gondel E-115 EP3 E4 / E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D1027255_0.1
Rev. -, Datum: 29.09.2021

[1.12.3] ENERCON
Assembly drawing power cabinet B2B FL
Dokumenten-Nr.: D02331884_0.0
Rev. 0, Datum: 21.07.2021

1.13 EMV

[1.13.1] ENERCON
Technische Spezifikation Prüfanforderungen EMV - Erforderliche Prüfungen WEA
Dokumenten-Nr.: D0652486_5.0
Rev. 5, Datum: 16.02.2022

[1.13.2] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Grid filter cabinet
Dokumenten-Nr.: D02545609_0.0
Rev. 0, Datum: 30.09.2021

[1.13.3] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Low voltage distribution Generator EP3 VAR
Dokumenten-Nr.: D02549215_0.0
Rev. 0, Datum: 10.12.2021

[1.13.4] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Sub-distribution sensor technologie NG-Pitch EP3 V1 VAR
Dokumenten-Nr.: D02536279_0.2
Rev. 0.2, Datum: 09.02.2022

[1.13.5] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Terminal box monitoring system Box for bat detection
Dokumenten-Nr.: D02545411
Rev. 0.0, Datum: 17.12.2021

[1.13.6] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Power cabinet B2B FL VAR
Dokumenten-Nr.: D02546859_0.0
Rev. 0.0, Datum: 09.02.2022

[1.13.7] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Control cabinet transformer e-nacelle / nacelle
Dokumenten-Nr.: D02550376_0.1
Rev. 0.1, Datum: 24.01.2022

[1.13.8] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Control cabinet E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D02561473_0.0
Rev. 0.0, Datum: 24.01.2022

[1.13.9] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Residual current monitoring generator E138 EP3 STD
Dokumenten-Nr.: D02562733_0.2
Rev. 0.2, Datum: 04.02.2022

[1.13.10] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Communication distributor 42 RU
Dokumenten-Nr.: D02563090_0.1
Rev. 0.1, Datum: 16.02.2022

[1.13.11] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Control cabinet transformer E-Nacelle | towerbase V1 VAR
Dokumenten-Nr.: D02563438_0.0
Rev. 0.0, Datum: 01.02.2022

[1.13.12] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Nacelle control cabinet E-nacelle
Dokumenten-Nr.: D02565062_0.1
Rev. 0.1, Datum: 28.02.2022

[1.13.13] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - UPS device control E-nacelle
Dokumenten-Nr.: D02590562_0.0
Rev. 0.0, Datum: 10.02.2022

[1.13.14] ENERCON
Risk assessment in accordance with EMC Directive 2014/30/EU - Low voltage distribution 750 V-5000 kVA-80 kA V1
Dokumenten-Nr.: D02622456_0.0
Rev. 0.0, Datum: 10.02.2022

1.14 Zugehörige Dokumente

[1.14.1] ENERCON
Design Base E-138 EP3 E3
Dokumenten-Nr.: D02294156
Rev. 3.2, Datum: 21.01.2022

[1.14.2] ENERCON
Konstruktionsbasis Cold Climate Anlagen
Dokumenten-Nr.: D0666243_5.0
Rev. 5, Datum: 14.10.2021

[1.14.3] ENERCON
Safety Requirement Specification, RS0000011-SafetyRS EP-SCS-03
Dokumenten-Nr.: D02254818_4.0
Rev. 4.0, Datum: 17.01.2022

[1.14.4] TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Evaluation Report Wind Turbine ENERCON E-138 EP3 E3 Design Basis
TÜV NORD Report Nr.: 8119224863-0 E
Rev. 0, Datum: 21.01.2022

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt: Richtlinie für Windkraftanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Fassung Oktober 2012

[2.2] IECRE OD-501
Richtlinie für die Typen- und Komponentenzertifizierung, Edition 2.0

[2.3] IECRE OD-501-7
Konformitätsbewertung und Zertifizierung von elektrischen Hauptkomponenten durch RECB, Edition 1.0

[2.4] IEC 61400-22:2010 (DIN EN 61400-22:2011)
Windenergieanlagen, Teil 22: Konformitätsprüfungen und Zertifizierung

[2.5] IEC 61400-1:2019 (DIN EN 61400-1:2019)
Windenergieanlagen, Teil 1: Auslegungsanforderungen
Vierte Ausgabe 2019-02

[2.6] IEC 60034-1:2010 (DIN EN 60034-1:2011)
Drehende elektrische Maschinen
Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten

[2.7] IEC 60204-1:2016 (DIN EN 60204-1:2007)
Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen -
Teil 1: Allgemeine Anforderungen

[2.8] IEC 61400-24:2010 (DIN EN 61400-24:2011)
Windenergieanlagen, Teil 24: Blitzschutz

[2.9] IEC 62305:2010 Serie (DIN EN 62305:2011)
Blitzschutz

[2.10] IEC 60076-1:2011 (DIN EN 60076:2012)
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

[2.11] IEC 62271-1:2007 (DIN EN 62271-1:2007)
Hochspannungs-Schaltgeräte und –Schaltanlagen
Teil 1: Gemeinsame Bestimmungen

[2.12] DIN EN 62477-1:2013-04
Sicherheitsanforderungen an Leistungshalbleiter-Umrichtersysteme und -betriebsmittel, Teile 1: Allgemein

[2.13] EN 61000-6-4:2018
Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 6-4: Fachgrundnormen - Störaussendung für Industriebereiche

[2.14] EN 61000-6-2:2005
Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 6-2: Fachgrundnormen - Störfestigkeit für Industriebereiche

3 Einleitung

In der DIBt-Richtlinie [2.1] werden keine direkten Anforderungen an die elektrotechnischen Komponenten und den Blitzschutz gestellt. Deshalb wurden für diese Gutachtliche Stellungnahme die Anforderungen der OD-501 [2.2] und IEC 61400-22 / DIN EN 61400-22 [2.4] als Prüfgrundlage definiert. Nach diesen Normen müssen die elektrischen Komponenten auf die Einhaltung der Anforderungen der IECRE OD-501-7 [2.3] und IEC

61400-1 / DIN EN 61400-1 [2.5] geprüft werden. Die Anforderungen ergeben sich insbesondere aus dem Kapitel 10, "Elektrisches System", der DIN EN 61400-1.

4 Beschreibung der Windenergieanlage

4.1 Beschreibung der WEA Konfigurationen

Die Prüfung des elektrischen Systems und des Blitzschutzes berücksichtigt die folgende WEA Konfiguration:

WEA Variante Nr.	WEA Bezeichnung	Frequenz	Max. Nennleistung	Turm / Hubhöhe	Rotordurchmesser / Blatt	Klimabedingung
1	E-138 EP3 E3	50 / 60 Hz	4.26 MW	Stahl oder Hybrid/ 81–160	138,25 m / E-138 EP3-RB-02	STW

Table 4-1: WEA Konfiguration

Die DIN EN 61400-1 führt eine Standardluftdichte von 1,255 kg/m³ auf, die bei der Evaluierung der Komponenten zu beachten ist. Die angegebene Luftdichte gibt den durchschnittlichen Wert bei 1000 m über NN Installationshöhe an. Dieser Wert wurde für die vorliegenden Prüfungen herangezogen.

4.2 Klimatische Bedingungen

Die WEA Konfiguration in Tabelle 4.1 sind für die folgenden Temperaturbedingungen ausgelegt:

Temperaturversion:	Betriebstemperatur:	Auslegungstemperatur:
Standard Weather Edition (STW)	-10 °C bis 40 °C	-20 °C bis 50 °C

Table 4-2: Temperaturbereich Standardwetter

4.3 Eigenschaften Elektrische Komponenten

Die wichtigsten elektrischen Komponenten und grundlegenden Eigenschaften sind:

4.3.1 Generator

Hersteller:	ENERCON
Typ:	synchron
Bezeichnung:	E-138 EP3 E3-GE-01
WEA Variante:	1
Nennleistung:	4400 kVA

Spannung:	4 x 2Y x 780 V AC
Strom:	530 A
Drehzahl:	0 – 13,9 min^{-1} (11,1 min^{-1})
Frequenz:	10,5 Hz
Isolationsklasse:	F
Anzahl Pole:	114
Schutzart:	IP23
Kühlungsart:	IC0A6
Betriebstemperaturbereich:	-40°C bis 30°C[1]

4.3.2 Umrichter

Hersteller:	ENERCON
Bezeichnung:	Leistungsschrank B2B FL
Artikelnummer:	778845 (778844)
WEA Variante:	1
Leistung (netzseitig):	1,3 MVA
Nennspannung (netzseitig):	750 V +20 %, -15 %
Nennstrom (netzseitig):	1000 A
Nennspannung (maschinenseitig):	0 - 800 V AC
Nennstrom (maschinenseitig):	1250 A
Überspannungskategorie:	III
Frequenz:	50 / 60 Hz ±3 Hz
Schutzart:	IP00 (IP20 installiert)
Betriebstemperaturbereich:	-20 °C bis 45 °C[2]

[1] Steigt die Umgebungstemperatur über 30 °C, greift ggf. die thermische Regelung des Generators. Dabei wird der Generator temperaturgeregelt weiterbetrieben, was zu einer Leistungsreduktion führen kann.
[2] Betrieb bis -40 °C mit reduzierter Leistung.

4.3.3 Transformator

Hersteller:	SGB-SMIT Group
Bezeichnung:	DST 5100 H/42
WEA Variante:	1
Typ:	ölgefüllt
Frequenz:	50 Hz
Nennleistung:	5100 kVA
Nennspannung (HV):	36000 V
Nennspannung (LV):	750 V
Schaltgruppe:	Dyn5
Anzapfungen:	±2x2,5%
Kühlung:	KFWF
Schutzart:	IP54
Betriebstemperaturbereich:	-20 °C bis 50 °C

4.3.4 Mittelspannungsschaltanlage

Hersteller:	Siemens
Bezeichnung:	8DJH 24kV RRL ARS i10 V6
WEA Variante:	1
Frequenz:	50 Hz
Nennspannung:	24 kV
Nennstrom (Kabelabgang):	630 A
Nennstrom (Leistungsschalter):	630 A
Schutzart:	Tank IP65[3]
Isolationsmedium:	SF_6
Störlichtbogenklassifikation:	IAC AFLR 20kA 1s
Betriebstemperaturbereich:	-25 °C bis 40 °C

[3] Schaltgehäuse IP65, Frontabdeckung IP3X, Kabelfeld IP3X

4.3.5 Pitchsystem Motor

Hersteller:	Wilo	Bonfiglioli
Typ:	synchron	synchron
Bezeichnung:	M112BM1-4F40Y1-PZ55	JB00023142
WEA Variante:	1	1
Nennleistung:	4,7 kW	6,01 kW
Ankerspannung:	213 V (Y)	320 V (Y)
Nennstrom:	14,8 A	12,1 A
Drehzahl:	1500 min^{-1}	2000 min^{-1}
Nenndrehmoment:	30 Nm	28,7 Nm
Nennbremsmoment:	85 Nm	100 Nm
Isolationsklasse:	F	F
Schutzart:	IP55	IP55
Betriebstemperaturbereich:	-30 °C bis 60 °C	-20 °C bis 58 °C

4.3.6 Energiespeicher:

Typ:	Ultrakondensatoren
Hersteller:	SECH SA
Bezeichnung:	M12S-522-0002
WEA Variante:	1
Nennspannung (DC):	522 V
Betriebstemperaturbereich:	-40 °C bis 65 °C

4.3.7 Azimut Motor:

Hersteller:	Bonfiglioli	Bonfiglioli
Typ:	3~ A.C. Bremsmotor	3~ A.C. Bremsmotor
Bezeichnung:	JB00023132	JB00025049
WEA Variante:	1	1

Nennleistung:	8,38 kW	8,38 kW
Nennspannung:	420 V	420 V
Nennstrom:	13,1 A	13,1 A
Drehzahl:	2000 min^{-1}	2000 min^{-1}
Frequenz:	100 Hz	100 Hz
Isolationsklasse:	F	F
Schutzart:	IP 55	IP 55
Einbauart:	IM B5	IM B5
Max. Installationshöhe:	2000 m	2000 m
Betriebstemperaturbereich:	-20 °C bis 50 °C	-20 °C bis 50 °C

4.3.8 Azimutumrichter:

Hersteller:	Siemens (Bausatz)
Bezeichnung:	SINAMICS S120 modular drive
WEA Variante:	1
Nennleistung (Ausgang):	9,6 kW (pro Ausgang)
Nennspannung (Eingang):	3~ 380 – 480 V AC
Nennstrom (Ausgang):	18 A
Frequenz (Eingang):	47 – 63 Hz
Betriebstemperaturbereich:	0 °C bis 40 °C

4.3.9 Schleifring

Hersteller:	ENERCON
Bezeichnung:	EP3-003-BH1-ENC0-FORJ1
WEA Variante:	1
Anzahl der Verbindungen:	16 + FORJ
Frequenz:	13,2 min^{-1}
Schutzart:	IP53
Betriebstemperaturbereich:	-30 °C bis 70 °C

4.3.10 Blitzschutz

Gefährdungspegel:	LPL I

4.3.11 Elektrische Netzanschlussbedingungen

WEA Konfiguration:	1
Betriebsspannung:	24 kV und 36 kV[4]
Betriebsfrequenz:	50 Hz
Spannungsungleichheit	Nicht definiert

5 Durchgeführte Prüfungen

5.1 Prüfmethode

Die eingereichten Dokumente wurden auf Vollständigkeit, Plausibilität und Erfüllung der spezifizierten Anforderungen der relevanten Normen überprüft. Diese Anforderungen resultieren insbesondere aus dem Kapitel 10 der DIN EN 61400-1.

5.2 Anmerkungen

5.2.1 Während der Inbetriebnahme und des ersten Starts der WEA sollten einige Tests durchgeführt werden. Unter anderem sollten die installierten Kabel auf Druckstellen geprüft werden. Des Weiteren sollten die Kabelbezeichnungen mindestens stichprobenartig überprüft werden. Diese Tests sind nur zwei Beispiele für Prüfungen, die durchgeführt werden sollten, bevor die WEA in den normalen Betrieb geht.

5.2.2 Es ist zu beachten, dass die Blitzableitung durchgängig und korrekt mit dem Erdungssystem verbunden ist. Zusätzliche Komponenten, welche nicht Teil der vorliegenden Prüfungen sind, wie z.B. Flugbefeuerung oder Eissensoren, sind korrekt in das bestehende Blitzschutzsystem zu integrieren.

5.2.3 Die Konformität der Erdungsanlage des Fundamentes mit den einschlägigen Standards (DIN EN 50522, bzw. DIN 18014 für das Erdungssystem einer Hochspannungsanlage) und die Berücksichtigung der lokalen Vorschriften und Bedingungen vor Ort sind durch einen Fachmann zu bestätigen.

[4] Bereich nicht definiert

5.2.4 Wenn die Wahrscheinlichkeit besteht, dass Kabel von Nagetieren oder anderen Tieren beschädigt werden können, so müssen bewehrte Kabel oder Schutzrohre verwendet werden. ENERCON hat den Betreiber auf diese Tatsache hinzuweisen.

5.2.5 Die Erfüllung der Anforderungen der lokalen Netzbetreiber und die Einhaltung der Netzanschlusskriterien sind vom Hersteller vor der WEA-Installation zu überprüfen und nachzuweisen. Diese Nachweise sind nicht Teil der vorliegenden Gutachtlichen Stellungnahme, sondern sind separat im Rahmen der Netzanschlussbegutachtung der Windenergieanlagen und der Windparks zu erbringen.

5.2.6 Die Konformitätsbescheinigung für die E-138 EP3 E3 [1.1.1] liegt nur im Entwurf vor.

5.2.7 Bei Installationen der E-138 EP3 E3 über 1000 m ü. NN ist zu prüfen, ob die elektrischen Komponenten die geänderten Anforderungen erfüllen.

5.2.8 Für eine Kalt-Wetter-Ausführung ist zu prüfen, ob die elektrischen Komponenten die geänderten Anforderungen erfüllen.

5.3 Prüfbemerkungen

5.3.1 Allgemeine Anforderungen an das elektrische System

- Generator

Die E-138 EP3 E3 wird mit dem Generator E-138 EP3 E3-GE-01 des Herstellers ENERCON ausgerüstet. Alle relevanten Daten zum Design werden in den Unterlagen [1.2.1] - [1.2.4] korrekt aufgeführt. Es ist ein hochpoliger Synchrongenerator. Die Funktion bei definierten Umgebungsbedingungen wird mit Hilfe von verschiedenen Temperatursensoren sichergestellt. Der Generator E-138 EP3 E3-GE-01 wurde entsprechend den Anforderungen der IEC 60034-1 [2.6] konstruiert.

Die Abmessungen des Generators wurden vom Team für Maschinen und Antriebstechnik bewertet, daher ist in Kapitel 1 keine Generatorzeichnung aufgeführt.

ENERCON hat die Testspezifikation für die thermische Prüfung [1.2.2] des Generators vorgelegt. Verschiedene Qualitätsprüfungen werden während der Generatorfertigung durchgeführt. Nach Durchführung der Prüfung ist der vollständige Prüfbericht der Zertifizierungsstelle vorzulegen [6.1]. Das Datenblatt ist als Entwurfsversion gekennzeichnet. Die finale Version ist der Zertifizierungsstelle einzureichen.

- Umrichter

Die E-138 EP3 E3 ist einem 4-Q-Umrichter, Bezeichnung B2B FL STD [1.3.1] - [1.3.3] ausgerüstet. Der Umrichter wird von ENERCON konstruiert und gefertigt. Die E-138 EP3 E3 wird insgesamt mit 4 Leistungsumrichterschränken ausgerüstet. Der B2B FL STD wird gemäß den Anforderungen der IEC 62477-1 [2.12] entwickelt und getestet. Der Stator des Generators wird über einen dv/dt Filter und einen Trenner (Relais) angeschlossen.

Der Gleichspannungszwischenkreis ist mit einem Bremschopper ausgestattet. Die Netzseite wird über eine Netzinduktivität und einem Netzfilter angeschlossen [1.3.1]. Der Umrichter wird flüssigkeitsgekühlt.

Ein Typentestbericht entsprechend IEC 62477-1 wurde noch nicht von ENERCON eingereicht. Das Dokument ist der Zertifizierungsstelle vorzulegen. Des Weiteren ist der Zertifizierungsstelle ein Nachweis über die Erfüllung der EMV Anforderungen einzureichen [6.2].

Der Umrichter ist konform zur Europäischen Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU. Im Datenblatt [1.3.2] wird die IEC 62477-1 als angewandte Norm aufgeführt.

- Pitch System

Jedes Rotorblatt ist mit einem Motor ausgerüstet. Dieser wird über einen Umrichter gesteuert. Im Normalbetrieb erfolgt die Spannungsversorgung des Umrichters über den Schleifring. In besonderen Fällen kann der Umrichter direkt über die Notstromversorgung der Ultrakondensatoren versorgt werden. Die Anforderungen von ENERCON sind in der Spezifikation [1.9.1] beschrieben.

Das Pitchsystem der E-138 EP3 E3 ist mit dem Motor Typ JB00023142 von Bonfiglioli [1.9.7], [1.9.8] ausgestattet. Alternativ kann der Motor M112BM1-4F40Y1-PZ55 von Wilo [1.1.59] installiert werden. Die Motoren sind permanenterregte Synchronmotoren mit integrierter Bremse und PT1000-Temperatursensoren. Der M112BM1-4F40Y1-PZ55 ist an den Pitch-Servoregler von Keba [1.9.2] angeschlossen.

Die Motoren sind konform zur EU-Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU gemäß IEC 60034-1 [2.6].

- Azimutantrieb

Die E-138 EP3 E3 ist mit 6 Azimutantrieben, bestehend aus Motor und Getriebe, ausgerüstet. Die Anforderungen werden in der Spezifikation [1.8.1] beschrieben. Die E-138 EP3 E3 ist mit dem Motor JB00023132 von Bonfiglioli ausgestattet [1.8.3]. In Revision 1 wurde der alternative Motor JB00025049 von Bonfiglioli aufgenommen [1.8.7]. Der Motor ist korrekt in [1.8.7] beschrieben. Die Auslegung erfolgt gemäß der technischen Spezifikation von Enercon [1.8.5]. Es handelt sich um Drei-Phasen-Synchron-Motoren, in denen eine Bremse und ein Temperaturfühler PT1000 montiert sind.

Die Anforderungen der IEC 60034-1 werden von beiden Motoren erfüllt [1.8.4], [1.8.8].

Die Azimutmotoren werden von einem Umrichter versorgt und gesteuert. Dieser Umrichter besteht aus einem modularen System der Serie SINAMICS S120 von Siemens. Das verwendete System besteht aus einer Stromversorgung "CPU 1504D TF", einem Spannungsmessmodul "VSM10", einem aktiven Schnittstellenmodul "AIM 80kw", einem aktiven Leitungsmodul "ALM 80kw", einem Bremsmodul und drei Motormodulen "DNONO 18A". Die Motormodule haben jeweils 2 Ausgangskarten für 9,6 kW. Das System wird in

den Datenblättern [1.8.13] - [1.8.19] korrekt beschrieben. Darüber hinaus sind die Systemkomponenten in den Schaltplänen [1.12.1] und [1.12.2] nachvollziehbar dargestellt.

- Schleifring

Die WEA E-138 EP3 E3 wird mit einem ENERCON eigenen Schleifringsystem, Bezeichnung EP3-003-BH1-ENC0-FORJ1 ausgerüstet. Die Anforderungen werden in der Spezifikation [1.7.3] beschrieben. Im Schaltplan [1.7.1] sind die Verbindungen der Schleifringe korrekt dargestellt.

- Transformator

Der Transformator ist in dem E-Modul im Maschinenhaus installiert. In den WEA E-138 EP3 E3 werden flüssigkeitsgefüllte (synthetisches Ester) Transformatoren eingesetzt. Die Anforderungen, wie Schutz gegen Kurzschluss, Temperatur-, Druck- oder Füllstandsüberwachung werden in der ENERCON eigenen Spezifikation [1.4.1] beschrieben.

Die Transformatoren werden abhängig von den projektspezifischen Netzbedingungen ausgewählt, angepasst und installiert. Durch diese projektspezifischen Anpassungen der Transformatoren werden im Rahmen der vorliegenden Prüfung nur jeweils exemplarisch und stellvertretend ein Transformator je Hersteller geprüft und aufgeführt. Die Transformatoren müssen wie oben beschrieben die ENERCON Anforderungen erfüllen aber auch die relevanten Teile der IEC 60076 erfüllen. Es ist von ENERCON eine Liste der eingesetzten Transformatoren zu übermitteln.

Die WEA E-138 EP3 E3 wird mit einem Transformator, Bezeichnung DST 5100 H/42 von SGB-SMIT Group ausgerüstet. Der Transformator wurde gemäß IEC 60076 entwickelt und geprüft.

Die Konformitätserklärung des Transformators ist der Zertifizierungsstelle vorzulegen [6.3.].

- Mittelspannungsschaltanlage

Die Mittelspannungsschaltanlage ist im Turmfuß installiert. Die Schaltanlage wird abhängig von den projektspezifischen Netzbedingungen ausgewählt, angepasst und installiert. Durch diese projektspezifische Anpassung der Schaltanlage wird im Rahmen der vorliegenden Prüfung nur jeweils eine Schaltanlage je Hersteller exemplarisch und stellvertretend geprüft und aufgeführt. Die Schaltanlage muss zum einen die unter [1.5.1] aufgeführten Anforderungen von ENERCON sowie zum anderen die relevanten Teile der IEC 62271 [2.11] erfüllen.

Es ist von ENERCON eine Liste der eingesetzten Mittelspannungsschaltanlagen zu übermitteln.

Die E-138 EP3 E3 ist mit einer SF6-gefüllten Schaltanlage, Bezeichnung 8DJH 24kV RRL ARS [1.5.2] von Siemens ausgestattet. Die Schaltanlage ist nach IEC 62271-1 [2.11] ausgelegt. Die Typprüfung der Schaltanlage wurde nach IEC 62271-200 [1.5.4] durchgeführt.

Die Anforderungen der ENERCON-Spezifikationen [1.3.1] bezüglich des Betriebstemperaturbereichs werden nicht erfüllt. Es ist der Zertifizierungsstelle eine Bestätigung der Eignung der Mittelspannungsschaltanlage [6.4] vorzulegen.

- Schaltpläne

Die Schaltpläne [1.12.2] und [1.12.3] und zugehörigen Stücklisten wurden von uns stichprobenartig überprüft. Diese Überprüfung unter Berücksichtigung der Forderungen der IEC 60364 ergab keine Auffälligkeiten. So entsprechen z. B. die Dimensionierungen der Sicherungen den normativen Forderungen. Gegen die Installationen der Schutz- und Trenneinrichtungen gemäß den vorgelegten Schaltplänen haben wir keine Einwände.

Zusammenfassend erfüllen das elektrische System wie auch die elektrischen Komponenten die Anforderungen der DIN EN 61400-1.

5.3.2 Back-up Spannungsversorgungssystem

Jedes Blatt ist mit einem Back-up Spannungsversorgungssystem ausgerüstet. Diese Systeme bestehen aus M12S-522-0002 Kondensatoren, die von SECH SA [1.10.2] entwickelt und hergestellt werden. Der Kondensator ist für einen Betriebstemperaturbereich von -40 °C bis 65 °C ausgelegt.

Die Spannung der Kondensatoren wird permanent überwacht. Die Ladung der Module erfolgt durch das im Blattregelschrank installierte „capacitor-charging module“. Dieses Modul wird von ENERCON entwickelt.

Das Back-up Spannungsversorgungssystem erfüllt die Anforderungen der DIN EN 61400-1.

5.3.3 Elektrische Leiter

Die Auslegung der Turmkabelanlage ist in vier Hauptabschnitte unterteilt. Es werden die Kupferkabel WINDFLEX GLOBAL (S-3GDSHOEU) von Prysmian [1.11.1] mit den Querschnitten von 1x185 mm² und 1x400 mm² verwendet. Die Berechnung der Stromtragfähigkeit ist ausreichend in [1.11.5] dargestellt.

Die Kabeldurchmesser und vorliegenden Kalkulationen sind nachvollziehbar und entsprechen den Anforderungen der DIN EN 61400-1.

5.3.4 Schutz- und Trenneinrichtungen

Die WEA ist mit Schutzgeräten zum Schutz der elektrischen Komponenten ausgestattet. Diese schützen die Turbine selbst sowie die externen elektrischen Systeme im Falle einer Fehlfunktion. Die WEA kann vom elektrischen Netz getrennt werden. Diese Netztrennung kann automatisch durchgeführt werden, z. B. bei einem Fehler, oder manuell, z. B. zu Wartungszwecken. Außerdem ist das elektrische System der WEA mit Überspannungsschutzgeräten ausgerüstet.

Bei der stichprobenhaften Prüfung der eingereichten Schaltpläne haben wir auch die Schutzgeräte geprüft. Die Prüfung hat keine Abweichungen von der IEC 60364 in Bezug auf die Schutz- und Trenneinrichtungen gezeigt.

5.3.5 Blitzschutz- und Erdungssystem

In der DIN EN 61400-1 [2.5] sind der Blitzschutz und das Erdungssystem in getrennten Kapiteln aufgeführt. In dieser Stellungnahme fassen wir beide Punkte zusammen, weil zum einen die Anforderungen auf den gleichen Normen basieren und zum anderen der Schutz gegen Blitzeinschläge und der Effekt der Blitzeinschläge als ein gemeinsames Problem zu betrachten sind.

Die DIN EN 61400-1 fordert ein Blitzschutzsystem entsprechend der IEC 62305 [2.9]. Außerdem ist für WEA die IEC 61400-24 [2.8] zu beachten.

Das Blitzschutzsystem der ENERCON E-138 EP3 E3 ist für den Gefährdungspegel LPL I ausgelegt [1.6.1]. Dies ist das höchstmögliche Schutzlevel. Die Festlegung der verschiedenen Blitzschutzzonen sowie auch der Potentialausgleich sind ebenfalls in diesem Dokument beschrieben.

Die technischen Anforderungen sind die gleichen wie in vorangegangenen Zeichnungen, so dass die Betrachtung der Ähnlichkeit zeigt, dass die Ergebnisse ebenfalls für das Erdungssystem der E-138 EP3 E3 angewendet werden können.

Die E-138 EP3 E3 wird mit E-138 EP3-RB-02 Rotorblättern des Herstellers ENERCON ausgerüstet. Das Design des Blattes und des Blitzschutzsystems basiert auf anderen ENERCON Rotorblättern [1.6.10]. Die Wirksamkeit des Blitzschutzsystems wurde entsprechend den Anforderungen der IEC 61400-24 bereits durch den TÜV SÜD geprüft und mit Hilfe des vergleichbaren Rotorblattes E-103 EP2-RB-01 nachgewiesen. Die Betrachtung zur Ähnlichkeit der beiden vorgenannten Blätter beschreibt auch die Übertragbarkeit der Ergebnisse zum Blitzschutzsystem vom Blatt E-103 EP2-RB-01 auf das Blatt E-138 EP3-RB-02.

Die Anforderungen der DIN EN 61400-1 werden vom Blitzschutzsystem der WEA E-138 EP3 E3 erfüllt.

5.3.6 Selbsterregung

Die E-138 EP3 E3 ist mit einem direkt gekoppelten Synchrongenerator ausgestattet. Der Generator wird elektrisch erregt, wodurch er sich nicht selbsterregen kann. Des Weiteren ist die WEA mit einem Vollumrichtersystem ausgestattet. Dieses ermöglicht die Trennung der Generatorverbindung. Daher sind die diesbezüglichen Anforderungen der Norm 61400-1 als erfüllt anzusehen.

5.3.7 Netzverträglichkeit und elektromagnetische Verträglichkeit

Die Anforderungen an die WEA hinsichtlich der Emission von leitungsgebundenen Störungen und ihrer Immunität dagegen werden durch ein vorhandenes Erdungs- und Blitzschutzsystem und die Erfüllung der Anforderungen der IEC 62305 abgedeckt.

Die Vermessung der Netzverträglichkeit der WEA gemäß den Forderungen der IEC 61400-21 ist in der DIN EN 61400-22 als optional aufgeführt.

Messungen zu den relevanten EMV-Standards werden von ENERCON am Prototyp der E-138 EP3 E3 durchgeführt. Die Messergebnisse sind der Zertifizierungsstelle vorzulegen [6.5]. Für eine vorläufige Prüfung wurden Risikobeurteilungen nach der EMV-Richtlinie 2014/30/EU für die relevanten Komponenten eingereicht [1.13.1] - [1.13.14].

5.3.8 Kalt-Wetter-Ausführung

Die E-138 EP3 E3 kann auch als Kalt-Wetter-Ausführung ausgerüstet werden. Die Anpassungen für diese Variante sind in [1.14.2] beschrieben. Für eine Kalt-Wetter-Ausführung ist zu prüfen, ob die elektrischen Komponenten die geänderten Anforderungen erfüllen. Die Prüfung hinsichtlich der Kalt-Wetter-Tauglichkeit wurde im Rahmen des vorliegenden Gutachtens nicht durchgeführt.

5.3.9 Weitere Anmerkungen

DIN EN 61400-1 [2.5] verlangt eine Isolationskoordinationsstudie. Diese wurde von ENERCON nicht vorgelegt. Das Dokument ist bei der Zertifizierungsstelle [6.6] einzureichen.

5.4 Schnittstellen

Die Sicherheitskette ist in Dokument [1.14.3] beschrieben. Die Sensoren und Aktoren der Sicherheitskette sind in den WEA Schaltplänen korrekt dargestellt.

Jeder Leistungsschrank ist mit einem Brems-Chopper ausgestattet. Jeder Brems-Chopper kann eine Leistung von 1,1 MW pro Sekunde bei einer maximalen Betriebszeit von 3,5 Sekunden aufnehmen.

6 Auflagen

Die nachfolgenden Auflagen sind vor Errichtung des Prototyps zu klären:

6.1 Nach Durchführung der Qualitätsprüfungen während der Generatorfertigung ist der vollständige Prüfbericht der Zertifizierungsstelle vorzulegen.

6.2 Die Testberichte für den Umrichter sind der Zertifizierungsstelle vorzulegen. Des Weiteren ist ein Nachweis über die Erfüllung der EMV Anforderungen einzureichen.

6.3 Die Konformitätserklärung des Transformators ist der Zertifizierungsstelle vorzulegen.

6.4 Der Zertifizierungsstelle ist eine Bestätigung der Eignung der Mittelspannungsschaltanlage hinsichtlich des Betriebstemperaturbereichs vorzulegen.

6.5 Die Nachweise über die Einhaltung der EMV-Anforderungen sind der Zertifizierungsstelle vorzulegen.

6.6 Die Isolationskoordinationsstudie ist der Zertifizierungsstelle vorzulegen.

7 Schlussfolgerung

Wenn die im Kapitel 6 aufgeführten Auflagen berücksichtigt werden, entspricht das elektrische System der ENERCON E-138 EP3 E3 den Anforderungen der DIN EN 61400-1 und somit auch die Anforderungen der DIBt.

Die Auflagen sind nicht als sicherheitsrelevant einzustufen.

Durch Modifikationen am elektrischen System, die nicht angezeigt werden, verliert diese Stellungnahme ihre Gültigkeit. Damit diese Stellungnahme gültig bleibt, sollten Änderungen der Zertifizierungsstelle Windenergie mitgeteilt und zur Prüfung vorgelegt werden.

Sachverständige:

Jana Dumke

M. Eng. Jana Dumke

Freigabe:

M. Sc. Holger Grafe

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Hersteller zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts - auch auszugsweise - ist nur nach vorheriger schriftlicher Freigabe durch die TÜV NORD CERT GmbH gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

Windenergieanlage E-138 EP3 E2 und E-138 EP3 E3, unterschiedliche Konfigurationen und Nabenhöhen

- Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 -

TÜV NORD Bericht-Nr.:	8117142915-3 D, Rev. 7
Gegenstand der Prüfung:	Konstruktion und statischer Blatttest für das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, mit Lasten nach DIBt (2012).
Anlagenhersteller:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Dokumentation:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland
Besondere Hinweise:	Die Lasten der Konfiguration 5 sind aktuell nicht geprüft!

Diese Gutachtliche Stellungnahme umfasst 16 Seiten.

Revisionstabelle

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständiger
0	26.11.2019	Erste Revision	Dipl.-Ing. M. Passow
1	16.12.2019	Anlagenkonfiguration 8 hinzugefügt, Dokumente hinzugefügt: [1.2.3], [1.2.4]; Dokument aktualisiert: [1.2.2]; Kapitel aktualisiert: 3, 4.2, 4.3 und 5.3	Dipl.-Ing. M. Passow
2	24.11.2020	Anlagenkonfigurationen 9 und 10 hinzugefügt; Dokumente hinzugefügt: [1.1.4]; Dokumente aktualisiert: [1.1.14], [1.2.1], [1.2.2] und [1.2.13]	Dipl.-Ing. M. Passow
3	17.12.2020	Zusätzlicher statischer Blattest mit aufgenommen; Dokument [1.2.16] hinzugefügt; Dokument [1.2.18] aktualisiert.	Dipl.-Ing. M. Bätge
4	26.03.2021	Ausrüstung mit Gurney-Flaps [1.2.21] hinzugefügt; Dokumente [1.2.2], [1.2.7] und [1.2.8] aktualisiert	Dipl.-Ing. M. Bätge
5	09.03.2022	E3 Konfigurationen 11 und 12 aufgenommen; Konstruktionsänderungen; Zusätzlicher statischer Test hinzugefügt; Dokumente [1.1.1] - [1.1.3], [1.1.6] - [1.1.12], [1.1.14] - [1.1.18], [1.2.4], [1.2.16] und [1.2.18] - [1.2.21] aktualisiert; Dokumente [1.1.13], [1.2.5], [1.2.6], [1.2.9] - [1.2.12], [1.2.14] und [1.2.17] hinzugefügt	Dipl.-Ing. M. Bätge
6	11.10.2022	Dokument [1.2.6] aktualisiert	Dipl.-Ing. M. Bätge
7	20.12.2022	Konfiguration 13 aufgenommen; Dokument [1.1.5] hinzugefügt; Dokument [1.2.6] aktualisiert	Dipl.-Ing. M. Bätge

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 4
1.1 Geprüfte Dokumente 4
1.2 Dazugehörige Dokumente 5
2 Prüfgrundlagen 8
3 Einleitung 8
4 Beschreibung der Komponente 8
4.1 Klimatische Bedingungen 8
4.2 Beschreibung der Komponentenparameter 9
4.3 Designlasten 10
4.4 Materialien 11
5 Durchgeführte Prüfung 11
5.1 Prüfmethode 11
5.2 Anmerkungen 12
5.3 Ergebnisse 13
5.4 Schnittstellen 14
6 Auflagen 14
7 Schlussfolgerung 16

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

[1.1.1] Nachweis Rotorblatt, "E-138 EP3-RB-02 rotor blade certification report of E-138 EP3 E2 and E-138 EP3 EP3 E3 Wind Energy Converter, Static and Fatigue Calculation"
Dokument-Nr.: D0846761-1, Rev. 1, Datum: 01.11.2021

[1.1.2] "Nachweis Rotorblatt, Anhang: Sicherheitsparameter & Berechnungsformeln"
Dokument-Nr.: D0169858-1a, Rev. 1a, Datum: 20.12.2017

[1.1.3] "Nachweis zur Zertifizierung, Verbindung Blattanschluss E-138 EP3-RB-02 der Windenergieanlage E-138 EP3 E2 Statischer Nachweis und Betriebsfestigkeit, für Lasten nach: IEC 3: WK IIIa, WK S, DiBt 2012: WZ 2, GK II"
Dokument-Nr.: D0846528-2.0, Rev. 2.0, Datum: 17.12.2021

[1.1.4] Lastvergleich mit Extrem- und Betriebslastuntersuchungen, "Verification Report, E-138 EP3-RB-02 with towers E-138 EP3 E2-ST-96-FB-C-01, E-138 EP3 E2 HST-131-FB-C-01, E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-01 & 02, Static and fatigue verification Load comparison LS12 (11/2019) and LS12 (06/2020)"
Dokument-Nr.: D0986706-0, Rev. 0, Datum: 31.07.2020

[1.1.5] Lastvergleich mit Extremlastuntersuchung, "Berechnung_Load_Comparison_E-138_EP3_E3-HT-160-ES-C-01_FMEA"
Dokument-Nr.: D02799284-0.1, Rev. 0.1, Datum: 15.12.2022
Prüfsumme (Sha256):
A51C51C137415A3A4A60D79B3B89751344B6FADB18EDDCC6341942A8BFA52124

Zeichnungen

[1.1.6] "Rotorblatt, Maßblatt"
Zeichnungs-Nr.: R1382.110.10000, Rev. 02, Datum: 14.10.2021

[1.1.7] Hauptzeichnung, "Rotorblatt, Zusammenbau"
Zeichnungs-Nr.: R1382.110.10001, Rev. 3.1, Datum: 23.09.2021

[1.1.8] "Blattanschluss, Zusammenbau"
Zeichnungs-Nr.: R1382.180.10001, Rev. 10, Datum: 15.03.2021

[1.1.9] "Blattanschluss, Dehnbolzen DIN976 M42-6g 503x35"
Zeichnungs-Nr.: R1382.180.10002, Rev. 01, Datum: 24.03.2021

[1.1.10] "Vortexgenerator, Zusammenbau Saugseite"
Zeichnungs-Nr.: R1381.230.10002, Rev. 02, Datum: 14.11.2019

[1.1.11] "Hinterkantenkamm, Zusammenbau"
Zeichnungs-Nr.: R1381.230.10003, Rev. 02, Datum: 13.09.2021

[1.1.12] "Blattspitze, Zusätzliche Befestigung"
Zeichnungs-Nr.: R1381.230.10000, Rev. 02, Datum: 02.07.2021

[1.1.13] Für E-138 EP3 E3, "Hinterkantenkamm Zusammenbau"
Zeichnungs-Nr.: D02427383-0.0, Rev. 0.0, Datum: 19.08.2021

Liste eingereichter Unterlagen

[1.1.14] "Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 Unterlagen zur Zertifizierung"
Dokument-Nr.: D0852805-17, Rev. 17, übersendet: 18.01.2022

Materialtests und Spezifikationen

[1.1.15] "Spezifikation, Materialkennwerte für die Rotorblattauslegung E-138 EP3-RB-02"
Dokument-Nr.: D0815252-3.0, Rev. 3.0, Datum: 05.10.2021

Handbücher und Spezifikationen

[1.1.16] "Spezifikation, E-138 EP3-RB-02 rotor blade"
Dokument-Nr.: D0848658-2.0, Rev. 2.0, Datum: 03.01.2022

[1.1.17] "Technical specification, Manufacturing tolerances and minimum values for the rotor blade E-138 EP3-RB-02"
Dokument-Nr.: D0747741-2.1, Rev. 2.1, Datum: 01.11.2021

[1.1.18] "Specification, Aerodynamics-related manufacturing tolerances for the E-138 EP3-RB-02 rotor blade"
Dokument-Nr.: D0827750-1, Rev. 1, Datum: 07.07.2021

1.2 Dazugehörige Dokumente

Auslegungslasten

[1.2.1] "Lastenbericht, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, Abdeckende Lasten für das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 mit dem Maschinenbau E-138 EP3 E2 nach DIBt und IEC"
Dokument-Nr.: D0834228-1d, Rev. 1d, Datum: 13.11.2020

[1.2.2] TÜV NORD CERT GmbH:
"Gutachtliche Stellungnahme, Windenergieanlage E-138 EP3 E2, RB E-138 EP3-RB-02, verschiedene NH, DIBt WZ 2 GK II - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8117142915-1 D VI, Rev. 3, Datum: 25.03.2021

[1.2.3] Stellungnahme für den Vergleich der Turmeigenfrequenzen zwischen E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-01 und E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-02, "Stellungnahme Abteilung Lastensimulation, Frequenzvergleich"
Dokument-Nr.: D0871819-1a, Rev. 1a, Datum: 07.11.2019

[1.2.4] TÜV NORD CERT GmbH:
"Gutachtliche Stellungnahme Turmlasten E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-01 und E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-02, "Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E2, RB E-138 EP3-RB-02, NH 149 m (E-138 E2-HT-149-ES-C-01 und E- 138 EP3 E2-HT-149-ES-C-02), DIBt WZ 2, GK II - Lastannahmen für Turm und Fundament -"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8117142915-1 D II, Rev. 3, Datum: 25.08.2020

[1.2.5] "Lastenbericht, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, Abdeckende Lasten für das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 mit dem Maschinenbau E-138 EP3 E3 nach DIBt und IEC"
Dokument-Nr.: D02399482/0.5, Rev. 0.5, Datum: 20.01.2022

[1.2.6] TÜV NORD CERT GmbH:
"Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02,Diverse NH, DIBt WZ S, GK S, - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8119224863-1 D III, Rev. 2, Datum: 19.12.2022

Design Basis

[1.2.7] "Konstruktionsbasis E-138 EP3 E2"
Dokument-Nr.: D0765798-3.0, Rev. 3.0, Datum: 05.02.2021

[1.2.8] TÜV NORD CERT GmbH:
"Evaluation Report, Wind Turbine Platform ENERCON E-138 EP3 E2, IECRE OD 501, IEC 61400-22 - Design Basis -"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8117142915-0 E, Rev.1, Datum: 16.02.2021

[1.2.9] "Design Base, E-138 EP3 E3"
Dokument-Nr.: D02294156, Rev. 3.2, Datum: 21.01.2022

[1.2.10] TÜV NORD CERT GmbH:
"Evaluation Report, Wind Turbine Platform ENERCON E-138 EP3 E3, IECRE OD 501, - Design Basis -"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8119224863-0 E, Rev.0, Datum: 21.01.2022

[1.2.11] Cold climate design basis, "Konstruktionsbasis Cold Climate Anlagen"
Dokument-Nr.: D0666243-5, Rev. 5, Datum: 21.10.2022

[1.2.12] TÜV NORD CERT GmbH:
"Evaluation Report, div. ENERCON Wind Turbines, - Design Basis for Cold Climate conditions -"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8115599054-0 E, Rev.1, Datum: 26.10.2022

Statischer Rotorblatttest

[1.2.13] "Spezifikation statische und dynamische Rotorblatttests E-138 EP3-RB-02"
Dokument-Nr.: D0842787-6, Rev. 6, Datum: 29.10.2020

[1.2.14] Test specification, "Specification for Static Rotor Blade Test E-138 EP3 E3 with E-138 EP3-RB-02 EVC0003"
Dokument-Nr.: D02388617/2.2-en, Rev. 2, Datum: 08.09.2021

[1.2.15] "Auswertung - Statische Rotorblatttests E-138 EP3-RB-02"
Dokument-Nr.: D0889232-0, Rev. 0, Datum: 15.11.2019

[1.2.16] Auswertung Rotorblatttests, "Evaluation Full Scale Rotor Blade Test E-138 EP3-RB-02"
Dokument-Nr.: D1009232-1.1, Rev. 1.1, Datum: 02.12.2020

[1.2.17] Auswertung statischer Rotorblatttest, "Evaluation of Static Rotor Blade Test E-138 EP3 E3 with E-138 EP3-RB-02 EVC0003"
Dokument-Nr.: D02388621/0.2-en, Rev. 0, Datum 01.11.2021

[1.2.18] TÜV NORD CERT GmbH:
"Evaluation Report Full-scale rotor blade tests -Rotor Blade E-138 EP3-RB-02-"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8117142915-3t E, Rev. 2, Datum: 15.02.2022

Zeichnungen

[1.2.19] IMO GmbH & Co. KG:
Blattlagerzeichnung, "12874 Rollen-DV, 3-reihig"
Zeichnungs-Nr.: 32-362998/4-12874, Rev. C, Datum: 26.02.2020
ENERCON-Dokument-Nr.: D0733727-6a, Rev. 6a, Datum: 26.02.2020

[1.2.20] Liebherr Components Biberach GmbH:
Blattlagerzeichnung, "Rollendrehverbindung"
Zeichnungs-Nr.: ROD02994-032DJ18-001-000, Rev. 15, Datum: 16.06.2020
ENERCON-Dokument-Nr.: D0812815-6, Rev. 6, Datum: 16.06.2020

Gurney-Flaps

[1.2.21] TÜV NORD CERT GmbH:
"Gutachtliche Stellungnahme für die Prüfung der Gurney-Flaps,
- Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 -"
TÜV NORD Bericht-Nr.: 8118962526-3 D, Rev. 1, Datum: 09.03.2022

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt:
"Richtlinie für Windkraftanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung",
Oktober 2012 - Korrigierte Fassung März 2015

Anerkannte Regelwerke

[2.2] International Standard IEC 61400-22:
"Wind turbines - Part 22: Conformity testing and certification"
Edition 1.0, 2010-05

[2.3] International Standard IEC 61400-1:
"Wind turbines - Part 1: Design requirements"
3rd edition, 2005-08 und Amendment 1, 2010-10

[2.4] International Standard IEC 61400-1:
"Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements"
Edition 4.0, 2019-02

[2.5] International Standard IEC 61400-23:
"Wind turbines - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades"
Edition 1.0, 2014-04

[2.6] Germanischer Lloyd:
"Rules and Guidelines, IV - Industrial Services, Part 1 -Guideline for the Certification of Wind Turbines"
Edition 2010

3 Einleitung

Dieses Dokument beschreibt die Prozedur und die Ergebnisse der Nachweisführung des Rotorblattes E-138 EP3-RB-02 für die Windenergieanlagen E-138 EP3 E2 und E-138 EP3 E3 nach DIBt 2012 Standard mit Anlehnung an IEC 61400-22 in Kombination mit IEC 61400-1 (ed.3, 2005 und Amendment 2010).

In der vorliegenden Revision 7 dieser Gutachtlichen Stellungnahme wurde die Konfiguration 13 aufgenommen.

4 Beschreibung der Komponente

4.1 Klimatische Bedingungen

Das Rotorblatt ist für die klimatischen Bedingungen nach [2.1] ausgelegt und geprüft worden.

4.2 Beschreibung der Komponentenparameter

Das Rotorblatt besteht aus glasfaserverstärktem Epoxy Kunststoff, der als Sandwich Konstruktion realisiert wird. Der Holmgurt besteht aus glasfaserverstärktem Epoxidmaterial. Für das Kernmaterial wird Balsaholz und PET-Schaum verwendet. Zusätzlich verfügt das Rotorblatt über zwei Hauptstege, die zusammen mit den UD Glasfaser-Gurten der oberen und unteren Schale einen Kastenträger ergeben. Das Rotorblatt wird mit Hilfe des Vakuum-Infusionsverfahren produziert. Für die Herstellung der Preformteile der Blattwurzel sind die beiden verschiedenen Varianten, gewickelt oder gelegt, abgedeckt.

Die Verbindung vom Rotorblattfuß zum Rotorblattflansch erfolgt über 59 T-Bolzen. Jeder T-Bolzen ist mit einem M42-Dehnbolzen vorgespannt.

Die folgenden Varianten des Rotorblattes E-138 EP3-RB-02 wurden bewertet. Die Ausstattung der verschiedenen Varianten ist nachfolgend dargestellt:

RB Nr.	Vortexgenerator (VGs)	Hinterkantenkamm (Serration)	Gurney-Flaps	Blattspitze	Blattbolzen
1	[1.1.10]	[1.1.11]	-	[1.1.12]	[1.1.9]
2	[1.1.10]	[1.1.11]	[1.2.21]	[1.1.12]	[1.1.9]
3	[1.1.10]	[1.1.13]	[1.2.21]	[1.1.12]	[1.1.9]

Tabelle 4-1: Geprüfte Rotorblattvarianten

Nach [1.1.1] und [1.1.17] hat das Rotorblatt die folgenden Eigenschaften:

1. Eigenfrequenz in Schlagrichtung:		0,510 Hz
1. Eigenfrequenz in Schwenkrichtung:		0,801 Hz
Blattlänge:		67,5 m
Blattmasse:	(inkl. Bolzen, ohne Heizung)	20210 kg ± 3,5%
	(inkl. Bolzen, mit Heizung)	20500 kg ± 3,5%
Schwerpunkt:	(Nabenmitte, ohne Heizung)	20,907 m
	(Nabenmitte, mit Heizung)	20,715 m
Statisches Moment:	(Nabenmitte, ohne Heizung)	422530 kgm ±3.5%
	(Nabenmitte, mit Heizung)	424660 kgm ±3.5%
Auslegungszeit:		25 Jahre

Das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 ist für den Betrieb an verschiedenen Konfigurationen vorgesehen:

Nr.	WEA	Geprüfte Blattvariante	Windklasse	Gelände-klasse	Geprüft mit
1	E-138 EP3 E2-ST-81-FB-C-01	1, 2	DIBt (2012): 2	DIBt (2012): 2	Struktur-nachweis [1.1.1] und [1.1.3]
2	E-138 EP3 E2-ST-111-FB-C-01				
3	E-138 EP3 E2-ST-131-FB-C-01				
4	E-138 EP3 E2-ST-131-FB-C-02				

Nr.	WEA	Geprüfte Blattvariante	Windklasse	Gelände-klasse	Geprüft mit
5	E-138 EP3 E2-HT-131-ES-C-01				
6	E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-01				
7	E-138 EP3 E2-HT-160-ES-C-01				
8	E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-02				
9	E-138 EP3 E2-ST-96-FB-C-01				
10	E-138 EP3 E2 HST-131-FB-C-01				
11	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01	3			
12	E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01				
13	E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01				Lastvergleich [1.1.5]

Table 4-2: Abgedeckte Konfigurationen

4.3 Designlasten

Das Rotorblatt wurde ursprünglich mit Designlasten [1.2.1] bemessen. Dieses Dokument beinhaltet lasteinhüllende Extrem- und Ermüdungslasten. Markov Matrizen wurden separat eingereicht.

Die Lastannahmen sind in nach der folgenden Tabelle spezifiziert:

Nr.	WEA	Frequenz	Nenn-leistung	Nabenhöhe	Spezifiziert in	Geprüft in
1	E-138 EP3 E2-ST-81-FB-C-01			81 m		
2	E-138 EP3 E2-ST-111-FB-C-01			111 m		[1.2.2]
3	E-138 EP3 E2-ST-131-FB-C-01			131 m		
4	E-138 EP3 E2-ST-131-FB-C-02			131 m		
5	E-138 EP3 E2-HT-131-ES-C-01			131 m		Nicht geprüft
6	E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-01			149 m		
7	E-138 EP3 E2-HT-160-ES-C-01	50 / 60 Hz	4,2 MW	160 m	[1.2.1]	
8	E-138 EP3 E2-HT-149-ES-C-02			149 m		[1.2.2]
9	E-138 EP3 E2-ST-96-FB-C-01			96 m		
10	E-138 EP3 E2 HST-131-FB-C-01			131 m		
11	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01			111 m	[1.2.5]	[1.2.6]
12	E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01			131 m		
13	E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01			160 m	[1.2.5], [1.1.5]	[1.2.6]

Table 4-3: Lastannahmen

Die Lastannahmen für Konfiguration 1 - 10 wurden entsprechend [1.2.1] und [1.2.2] nach IEC 61400-1 (ed.3) [2.3] definiert und geprüft. Es wurden die folgenden Eigenschaften für das Rotorblatt angenommen:

1. Eigenfrequenz in Schlagrichtung:	0,511 Hz
1. Eigenfrequenz in Schwenkrichtung	0,817 Hz
Blattmasse:	20257 kg (inkl. Schrauben)
Schwerpunkt (Blattwurzel):	19,32 m
Statisches Moment (Blattwurzel):	391410 kgm

Die Lastannahmen für Konfiguration 11 - 13 wurden entsprechend [1.2.5] und [1.2.6] nach IEC 61400-1 (ed.4) [2.4] definiert und geprüft. Es wurden die folgenden Eigenschaften für das Rotorblatt angenommen:

1. Eigenfrequenz in Schlagrichtung:	0,515 Hz
1. Eigenfrequenz in Schwenkrichtung	0,824 Hz
Blattmasse:	20213 kg (inkl. Schrauben)
Schwerpunkt (Blattwurzel):	19,19 m
Statisches Moment (Blattwurzel):	387935 kgm

Die Betriebslasten basieren auf einer angenommenen Auslegungszeit von 25 Jahren. Die speziellen Annahmen für die Lastberechnung für die verschiedenen Konfigurationen können den entsprechenden Prüfberichten entnommen werden.

Sonderereignisse, verursacht durch den Transport, Montage und Errichtung, sind nicht berücksichtigt worden.

4.4 Materialien

Das Rotorblatt wurde mit Materialannahmen für das Laminat, den Kernwerkstoff und den Kleber nach [1.1.15] nachgewiesen. Die metallischen Komponenten der Blattwurzelverbindung sind in [1.1.3] definiert.

5 Durchgeführte Prüfung

5.1 Prüfmethode

Die Design Basis Dokumente [1.2.7] und [1.2.9] wurden in [1.2.8] und [1.2.10] nach IEC 61400-22 [2.1] geprüft.

Der Nachweis beinhaltet die strukturelle Bewertung des Rotorblattes und des Rotorblattanschlusses (inkl. Verschraubung zum Blattlager). Darüber hinaus wurden die Eigenfrequenzen, die Masse und der Schwerpunkt des Blattes abgeprüft. Die Dokumente [1.1.1] bis [1.1.18] wurden auf Vollständigkeit und Plausibilität auf Basis der Anforderungen gemäß [2.1] und [2.2] geprüft.

Für die Bewertung des Rotorblattes wurde ein eigenständiges Finite-Elemente-Modell aufbauend auf den Zeichnungen und Materialdaten, gemäß [1.1.6] und [1.1.7] sowie den in [1.1.14] und [1.1.15] referenzierten Dokumenten, erstellt, mit dessen Hilfe die Festigkeit des Rotorblattes nachgewiesen wurde.

Für den Nachweis des Blattanschlusses wurde ein separates Finite-Elemente-Modell erzeugt, basierend auf der Zeichnung [1.1.8]. Die Annahmen zum Blattlager können [1.2.19] und [1.2.20] entnommen werden.

Die Rotorblattschale inklusive Verschraubung zum Blattlager wurden ursprünglich mit Auslegungslasten nach [1.2.1] nachgewiesen. Die Nachweise wurden für die maßgebenden Lastfälle geführt.

Die Auswertung umfasst die strukturelle Analyse des Hinterkantenkamms und der Vortexgeneratoren nach [1.1.1].

Das Rotorblattheizsystem [1.1.14] wurde auf Plausibilität geprüft.

Um die Ergebnisse der Festigkeitsrechnung abzugleichen wurde ein statischer Blatttest, entsprechend [1.2.13], [1.2.15] und [1.2.16], durchgeführt.

Der Turmfreigang ist nicht Teil dieser Prüfung, ist aber im Bericht zu den Lastannahmen geprüft worden. Das Blitzschutzsystem ist nicht Teil dieser Prüfung.

Der strukturelle Nachweis der Gurney-Flaps ist in [1.2.21] geprüft.

Revision 5

Die Nachweise [1.1.1] und [1.1.3] wurden in Bezug auf die Konstruktionsanpassungen aktualisiert. Auch die zusätzlichen E3 Auslegungslasten [1.2.5] sind in diesen Berechnungen berücksichtigt.

Die Vergleichsrechnung zur Prüfung dieser Nachweise wurde als Lastvergleich zu den initialen Auslegungslasten geführt, kombiniert mit einer Bewertung der Konstruktionsanpassungen.

Ein zusätzlicher statischer Blatttest [1.2.17] zur Abdeckung der zusätzlichen Auslegungslasten wurde durchgeführt und in [1.2.18] geprüft.

5.2 Anmerkungen

Der extreme Temperaturbereich nach Kapitel 4.1 wurde für die Bewertung der Materialeigenschaften [1.1.15] herangezogen.

Gemäß der Gutachtlichen Stellungnahme Lasten [1.2.2] umfassen die Lastannahmen aerodynamische Anbauten wie Vortexgeneratoren, Hinterkantenkamm und Blattspitze.

Von den in [1.1.14] aufgeführten Dokumenten wurden nur die strukturrelevanten Dokumente geprüft und somit nur deren Gültigkeit bestätigt.

Gemäß der Gutachtlichen Stellungnahme Lasten [1.2.2] decken die Lastannahmen [1.2.1] sowohl die Rotorblattvariante 1, als auch die Rotorblattvariante 2 (mit Gurney Flaps) ab.

5.3 Ergebnisse

Die geprüften Strukturnachweise sind vollständig und in Hinblick auf die Tragfähigkeit des Rotorblattes (inkl. Schraubverbindung zum Blattlager) korrekt. Der Abgleich der Eigenfrequenzen, Rotorblattmasse und Massenschwerpunkt zeigt gute Ergebnisse.

Der statische Blatttest nach [1.2.13], geprüft in [1.2.18] nach IEC 61400-23 [2.5], erfüllt somit auch die Anforderungen nach GL 2010 [2.6].

Alle Nachweise und Ergebnisse entsprechen den Anforderungen nach [2.1].

Revision 1

Auf Grund der Stellungnahme [1.2.3], geprüft in [1.2.4], sind keine weiteren Betrachtungen für das Rotorblatt durchzuführen. Somit behalten alle getroffenen Aussagen ihre Gültigkeit auch für die Anlagenkonfiguration 8.

Revision 2

Für die Konfigurationen 6, 8, 9 und 10 wurde der Lastvergleich mit der Restsicherheitsanalyse [1.1.4] eingereicht. Der Lastvergleich [1.1.4] vergleicht die Lastrosen der neuen Konfigurationen mit den Entwurfslastrosen (frühere Rev. 0b von [1.2.1]). Wegen der teilweise höheren Extrem- und Betriebslasten wurde eine Restsicherheitsanalyse für die Extremlast auf der Grundlage der Nachweise in [1.1.1] durchgeführt und für die Betriebslasten erfolgte eine Neuberechnung der Restsicherheiten. Es konnte gezeigt werden, dass trotzt der Lastüberschreitungen ein ausreichendes Restsicherheitsniveau besteht. Somit kann bestätigt werden, dass das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 den Belastungen für die aktualisierten Konfigurationen 6 und 8 sowie die zusätzlichen Konfigurationen 9 und 10 standhält.

Revision 3

Die Aufnahme der Auswertung des zusätzlich durchgeführten statischen Tests nach [1.2.16], bewertet in [1.2.18], führt zu keinen neuen Prüfanforderungen. Alle bisherigen Prüfergebnisse bleiben somit weiterhin gültig.

Revision 4

Der strukturelle Nachweis der Gurney-Flaps ist in [1.2.21] geprüft.

Revision 5

Der Strukturnachweise [1.1.1] und [1.1.3] wurden auf Plausibilität geprüft. Die eingeführten Konstruktionsanpassungen werden als konservativ oder vernachlässigbar für die Tragfähigkeit des Blattes bewertet. Ein Lastvergleich der E3 Auslegungslasten [1.2.5] zu den ursprünglichen Auslegungslasten [1.2.1] zeigt, dass die neuen Extremlasten teilweise Überschreitungen aufweisen, die Ermüdungslasten jedoch geringer sind. Überschreitungen der Extremlasten sind durch entsprechende Restsicherheiten, dokumentiert in Revision 0 von [1.1.1] und Revision 0a von [1.1.3], ausreichend abgedeckt. Die Tragfähigkeit des Rotorblattes E-138 EP3-RB-02 für die Lasten von Konfiguration 11 und 12 kann damit bestätigt werden.

Gemäß [1.2.18] erfüllt der zusätzliche Blatttest [1.2.17] für die E3 Auslegungslasten [1.2.5] die Anforderungen der IEC 61400-23 [2.5].

Revision 6

Für diese Revision gibt es keine neuen Prüfergebnisse.

Revision 7

Gemäß der Prüfung in [1.2.6] sind die Betriebslasten von Konfiguration 13 von den Auslegungslasten [1.2.5] abgedeckt. Der Lastvergleich [1.1.5] zeigt, dass die für die Tragfähigkeit der Struktur wesentlichen Extremlasten von Konfiguration 13 ebenfalls durch die Auslegungslasten [1.2.5] abgedeckt sind. Die Überschreitungen unmittelbar an der Blattspitze sind vernachlässigbar. Die Prüfergebnisse hinsichtlich des Blatttests behalten auch für die Anlagenkonfiguration 13 ihre Gültigkeit.

5.4 Schnittstellen

Die folgenden Schnittstellen sollen betrachtet werden für den Maschinenbau und die Betriebshandbücher:

[5.4.1] Eine Vorspannung von Minimum 658,3 kN und Maximum 790,0 kN für die Schraubverbindung zum Blattlager muss beachtet werden.

6 Auflagen

6.1 Die ersten Eigenfrequenzen des nicht-rotierenden Blattes in Schwenk- und Schlagrichtung dürfen nicht mehr als 5% von den in Abschnitt 4.2 angegebenen Werten abweichen.

6.2 Die Materialdaten aus [1.1.15] sind durch Materialprüfungen oder Zulassungen zu bewerten. Der angesetzte Temperaturbereich muss bei der Prüfung berücksichtigt werden. Materialwerte (z.B. E-Module) dürfen nicht niedriger sein oder mehr als 10% von den angegebenen Werten abweichen. Für die Herstellung der Laminate sind die aufgeführten Rohmaterialen und Laminierverfahren zu verwenden. Die Rohmaterialien müssen den Anforderungen der GL-Richtlinie [2.6] entsprechen.

6.3 Das Rotorblatt muss in einem Werk gefertigt werden, welches die Anforderungen nach [2.6] erfüllt.

6.4 Um die Kriechverformung des GFK-Anteils in der vorgespannten Verbindung an der Blattwurzel zu berücksichtigen, muss die Vorspannung der Bolzenverbindung nach 4 Wochen bzw. 300 Betriebsstunden (der kürzere der beiden Zeiträume ist maßgebend) überprüft werden.

6.5 Nach höchstens zwei Jahren müssen die Rotorblätter durch einen unabhängigen Sachverständigen für Rotorblätter überprüft werden. Dies kann auf höchstens vier Jahre verlängert werden, wenn durch einen vom Hersteller autorisierten Sachkundigen eine laufende (mindestens jährliche) Überwachung und Wartung durchgeführt wird. Falls erforderlich müssen vorhandene Risse oder andere Beschädigungen in der Laminatstruktur bewertet und Reparaturmaßnahmen definiert werden.

6.6 Für die laufenden Überwachungen und Wartungen durch den Sachkundigen des Herstellers sind die Prüfungen und deren Umfang im Wartungsprotokoll zu dokumentieren. Es sind mindestens die Blattoberfläche, der Bereich der Flanschverbindung zum Blattlager und die Vorspannung der Bolzen zu überprüfen. Schäden, welche die Integrität der Struktur der Rotorblätter betreffen, müssen der TÜV NORD CERT GmbH gemeldet werden.

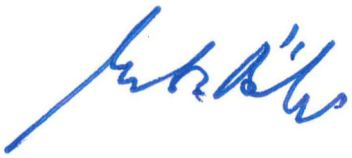
7 Schlussfolgerung

Vorausgesetzt die zuvor genannten Prüfbemerkungen und Auflagen werden berücksichtigt, erfüllen die unter Abschnitt 1.1 aufgeführten Unterlagen die Prüfgrundlagen gemäß Kapitel 2.

Es bestehen keine Bedenken das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 an der Windenergieanlagen E-138 EP3 E2 und E-138 EP3 E3 mit den in Kapitel 4.3 aufgeführten Konfigurationen zu betreiben.

Strukturelle Änderungen am Rotorblatt müssen von der Zertifizierungsstelle geprüft und genehmigt werden. Andernfalls verliert dieser Prüfbericht seine Gültigkeit.

Sachverständige(r):



Dipl.-Ing. M. Bätge

Freigegeben:



Dipl.-Ing. M. Passow

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

für die Typenprüfung der Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3

- Maschinenbauliche Komponenten -

TÜV NORD Bericht Nr.:	8119224863-4 D Rev. 1	
Anlagenspezifikation:	Bezeichnung:	E-138 EP3 E3
	Varianten:	siehe Tab. 4.2
	Anlagenparameter:	siehe Tab. 4.2
Anlagenhersteller:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland	
Prüfumfang:	Auslegungsanforderungen für maschinenbauliche Komponenten gem. DIN EN IEC 61400-1:2019-12 inkl. deren Verwendung in Windenergieanlagen	
Auslegungslasten:	Geprüfte Lastannahmen	

Dieser Prüfbericht umfasst 23 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständige/r
0	08.11.2022	Angebot Nr.: 2020-0297, 2021-0228-12 - Erstausgabe	C. Burges
1	20.12.2022	Angebot Nr.: 2021-0228-15 - Alternativen Pitchmotor hinzugefügt - WEA Variante Nr. 3 hinzugefügt	R. Sommerfeld

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 4
1.1 Geprüfte Dokumente 4
1.2 Dazugehörige Dokumente 7
1.3 Lastannahmen 9
1.4 Zugehörige Prüfberichte 9
1.5 Hauptzeichnung 10
2 Prüfgrundlagen 10
3 Einleitung 10
4 Beschreibung der Windenergieanlage 10
4.1 Anlagenkonzept 10
4.2 Umgebungsbedingungen 11
4.3 Geprüfte mechanische Komponenten und Strukturen 11
4.3.1 Blattlager 11
4.3.2 Blattverstellgetriebe 12
4.3.3 Blattarretierung 13
4.3.4 Rotornabe 13
4.3.5 Hauptlagerung 13
4.3.6 Rotorträger 15
4.3.7 Achszapfen 15
4.3.8 Achsdeckel 15
4.3.9 Rotorarretierung 15
4.3.10 Rotorbremse 16
4.3.11 Maschinenträger 16
4.3.12 Generatorstator 17
4.3.13 Generatorrotor 17
4.3.14 Azimutgetriebe 18
4.3.15 Azimutlager 18
4.3.16 Hydrauliksystem 19
4.4 Verwendung in Windenergieanlagen 19
5 Durchgeführte Prüfungen 20
5.1 Prüfmethoden 20
5.2 Mechanische Komponenten und Antriebe 20
5.3 Haupttragende Strukturen und Schraubenverbindungen 20

5.4 Hinweise und Annahmen 21
5.5 Prüfergebnis 21
5.6 Schnittstellen zum Rotorblatt und Turm 22
6 Bedingungen 22
7 Ausstehende Nachweise 22
8 Schlussfolgerungen 23

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Blattlager

[1.1.1] Liebherr Components Biberach GmbH:
Design Calculation Pitch bearing Wind Turbine Generator Enercon E-138 EP3 E3, ROD02994-032DJ18-002-000, 13401303
Dokument Nr.: p02994-032DJ18-002_eng_Enercon_PiB_E138EP3E3_D02480762-01, Rev. -, vom 05.11.2021

[1.1.2] Liebherr Components Biberach GmbH:
FE-Berechnungsergebnisse - ROD02994-032DJ18-002 Enercon E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: ROD02994-032DJ18-002 Enercon E-138 EP3 E3, Rev. 001, vom 17.01.2022

Blattverstellgetriebe

[1.1.3] Bonfiglioli Trasmital:
Technical Report - Pitch Drive E-138 EP3 E3 NC
Dokument Nr.: I21367D, Rev. -, vom 12.10.2021

[1.1.4] Bonfiglioli Trasmital:
Technical Report - Pitch Drive E-138 EP3 E3 CC
Dokument Nr.: I21368D, Rev. -, vom 12.10.2021

[1.1.5] Liebherr Components Biberach GmbH:
Calculation Pitch gearbox DAT250/3457-3000, Enercon E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: 2021-052-2, Rev. -, vom 10.11.2021

[1.1.6] Schaeffler Technologies AG & Co. KG:
Bearing Calculation Pitch Gearbox DAT250-3457
Dokument Nr.: DAT250-3457_12856338_E115EP3E3-E138EP3E2_Pitch_Enercon\BearinX\Überprüfung-Lebensdauer-03-21.vg2, Rev. -, vom 10.11.2021

[1.1.7] ENERCON GmbH:
Calculation pitch brake E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02483477, Rev. 0.0, vom 20.09.2021

Hauptlagerung

[1.1.8] SKF GmbH:
Rechnerischer Nachweis zur Zertifizierung Nabenlagerung - Windenergieanlage Enercon E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: Enercon / E-138 EP3 E3, Rev. R03, vom 01.10.2021

[1.1.9] Liebherr-Components Biberach GmbH
Technical data sheet - E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: TD_HLE-E-138 EP3 E3_en_03 Rev. 03, vom 18.05.2022

[1.1.10] thyssenkrupp rothe erde Slovakia, a. s.:
TECHNICAL REPORT - TECHNICAL DATASHEET - Enercon E-138 EP3 E3, Mainshaft Bearing Calculation
Dokument Nr.: 21/22 Rev. 00, vom 03.12.2021

[1.1.11] Schaeffler Technologies AG & Co. KG
Technical Documentation - Main Bearing - Wind Energy Turbine - E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: TD_Enercon_E-138 EP3 E3 _2022-05-09_AF
Rev. AF, vom 09.05.2022

Rotorträger

[1.1.12] ENERCON GmbH:
Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 ROTOR CARRIER Ultimate and Fatigue Strength
Dokument Nr.: D02454127-0.2, Rev. 0.2, vom 10.08.2021

Achszapfen

[1.1.13] ENERCON GmbH:
Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 AXLE PIN Ultimate and Fatigue Strength
Dokument Nr.: D02448585-0.2, Rev. 0.2, vom 03.08.2021

Rotorarretierung

[1.1.14] ENERCON GmbH:
Calculation report rotor lock EP3
Dokument Nr.: D0705527, Rev. 08, vom 26.01.2022

Rotorbremse

[1.1.15] ENERCON GmbH:
Nachweis Rotorbremse EP3
Dokument Nr.: D0669913, Rev. 7.1, vom 21.10.2021

Maschinenträger

[1.1.16] ENERCON GmbH:
Verification for Certification - ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 - Main carrier - Ultimate und Fatigue Strength
Dokument Nr.: D02414049-1.0, Rev. 1.0, vom 25.01.2022

Generatorstator

[1.1.17] ENERCON GmbH:
Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 Stator Ultimate and Fatigue Strength
Dokument Nr.: D02451664-1.0, Rev. 1.0, vom 11.02.2022

Azimutgetriebe

[1.1.18] Liebherr Components Biberach GmbH:
Calculation Yaw gearbox DAT 450/4422 E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: 2021-021-2.0, Rev. -, vom 23.11.2021

[1.1.19] Bonfiglioli Trasmital:
Technical Report Yaw Drive 714 T4W, E-138 EP3 E3 / E-115 EP3 E4
Dokument Nr.: I21402D_rev3, Rev. 3, vom 21.12.2021

[1.1.20] Bonfiglioli Trasmital:
Validation test for 714T gearbox
Dokument Nr.: QI5.01-05-A.04, Rev. S, vom 15.01.2021

Azimutlager

[1.1.21] TMB Tianma (Chengdu) Precision Machinery Co., Ltd.:
TMB Slewing Ring Calculation Report E-138 EP3 E3 Yaw Bearing Y033.60.3993K2
Dokument Nr.: CR2021-11-30/1, Rev. 1, vom 30.11.2021

[1.1.22] Thyssenkrupp rothe erde Germany GmbH:
Technical Data Sheet - rothe erde Large Diameter Slewing Bearing - Yaw bearing E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: 20357_01, Rev. 01, vom 02.12.2021

Azimutarretierung

[1.1.23] ENERCON GmbH:
Berechnung - Nachweis der Azimutbremse E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02566860, Rev. 0.0, vom 14.01.2022

[1.1.24] ENERCON GmbH:
Lastaufbereitung Azimutverstellsystem E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02566675, Rev. 0.1, vom 19.01.2022

Hydrauliksystem

[1.1.25] HAWE Hydraulik SE:
Hydraulikschaltplan, AGGREGAT 20-152-H-00-00
Dokument Nr.: 00_DE-D00050112, Rev. 00, vom 20.09.2021

Schraubverbindungen

[1.1.26] ENERCON GmbH:
Certification Report ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 Bolt connection between axle pin and stator support star Ultimate and Fatigue Strength
Dokument Nr.: D02491608-1.0, Rev. 1.0, vom 21.01.2022

[1.1.27] ENERCON GmbH:
Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 Bolted connection Main Carrier to Stator Ultimate and Fatigue Strength
Dokument Nr.: D02434981-1.1, Rev. 1.1, vom 24.01.2022

[1.1.28] ENERCON GmbH:
Nachweisbericht - ENERCON Windenergieanlagen - E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3 – Schraubverbindung Statortragstern-Maschinenträger - Vorspannkraftverlauf nach überelastischer Montage
Dokument Nr.: D02782269/0.1, Rev. 0, vom 21.10.2022

Lastvergleich

[1.1.29] ENERCON GmbH:
Verification for Certification - ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 - Load comparison for Ultimate and Fatigue strength
Dokument Nr.: D02486875-0.1, Rev. 0, vom 29.09.2021

1.2 Dazugehörige Dokumente

Blattlager

[1.2.1] ENERCON GmbH:
Technical specification Blade flange bearing E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02480762, Rev. 0.1, vom 27.09.2021

[1.2.2] ENERCON GmbH:
Drawing Blade Flange Bearing 3RD-m12-z223i-b120
Dokument Nr.: EP3.01.137 - 1, Rev. 1, vom 22.02.2021

Blattverstellgetriebe

[1.2.3] ENERCON GmbH:
Technical specification - Pitch gear E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02480989, Rev. 0.1, vom 17.09.2021

Hauptlagerung

[1.2.4] ENERCON GmbH:
Technical specification - Main Bearing E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02388231, Rev. 0.2, vom 15.09.2021

Rotorbremse

[1.2.5] ENERCON GmbH:
Spezifikation - Bremszange - WD4515-BD70-HY
Dokument Nr.: D0640707-1b, Rev. -, vom 05.12.2019

Azimutgetriebe

[1.2.6] ENERCON GmbH:
Technical specification Yaw Gear m22-z12-b214-i1588
Dokument Nr.: D02219255, Rev. 1.0, vom 29.10.2021

[1.2.7] ENERCON GmbH:
Technical specification Supplement to yaw gear specification E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02219279, Rev. 1.0, vom 29.10.2021

[1.2.8] ENERCON GmbH:
Lastaufbereitung Azimutverstellsystem E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02566675, Rev. 0.1, vom 19.01.2022

Azimutlager

[1.2.9] ENERCON GmbH:
Technical specification Yaw bearing 2KD-m22-z168i-b210
Dokument Nr.: D02490508, Rev. 0.0, vom 29.09.2021

[1.2.10] ENERCON GmbH:
Technical specification Supplement to yaw bearing specification E-138 EP3 E3
Dokument Nr.: D02497667, Rev. 2.0, vom 19.11.2021

[1.2.11] ENERCON GmbH:
Drawing Yaw Bearing 2KD-m22-z168i-b210
Dokument Nr.: D02488498/0.5-de/en, Rev. -, vom 06.10.2021

Hydrauliksystem

[1.2.12] ENERCON GmbH:
Spezifikation - Hydraulikaggregat E-138 EP3
Dokument Nr.: D0748849, Rev. 5, vom 15.05.2020

Schraubverbindungen

[1.2.13] ENERCON GmbH:
Datenbank, Schraubenangaben Zusammenstellung
Dokument Nr.: D0415273, Rev. 2, vom 28.03.2018

[1.2.14] ENERCON GmbH:
Specification -0: Installation specifications for bolt connections in mechanical engineering
Dokument Nr.: D0977320, Rev. 6, vom 11.05.2020

[1.2.15] Fraunhofer-Einrichtung für Großstrukturen in der Produktionstechnik, IGP:
Experimentelle Untersuchung zur Ermittlung der Haftreibungszahl in der Trennfuge
Bericht Nr.: P-FH-AGP-1803-014, Rev. 1, vom 16.08.2018

Konzept Wöhlerlinien für Gusseisen

[1.2.16] ENERCON GmbH:
Anhang C, Allgemeines zur Betriebsfestigkeitsrechnung für Bauteile aus Gusseisen
Dokument Nr.: D0166018, Rev. 4, vom 21.07.2020

1.3 Lastannahmen

[1.3.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme - Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, Diverse NH, DIBt Diverse WZ, Diverse GK - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -
Bericht Nr.: 8119224863-1 D III, Rev. 2, vom 19.12.2022

1.4 Zugehörige Prüfberichte

[1.4.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Evaluation Report - Wind Turbine ENERCON E-138 EP3 E3 - Design Basis -
Bericht Nr.: 8119224863-0 E, Rev. 0, vom 21.01.2022

[1.4.2] TÜV NORD CERT GmbH:
Evaluation Report - Wind Turbine ENERCON E-138 EP3 E2 - Machinery Components -
Bericht Nr.: 8117142915-4 E, Rev. 4, vom 31.08.2021

[1.4.3] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, verschiedene Konfigurationen, WZ S, GK S - Turmkopfflanschbaugruppe -
Bericht Nr.: 8119224863-11 D, Rev. 0, vom 07.02.2022

[1.4.4] DNV GL Energy Renewable Certification:
Evaluation Report - Allowable Gear Stress Numbers acc. to ISO 6336-5, Liebherr Components Biberach GmbH
Bericht Nr.: ER-DE-ISO6336-04848-1, Rev. 1, vom 02.05.2019

1.5 Hauptzeichnung

[1.5.1] ENERCON GmbH:
Zusammenbauzeichnung - Gondel E-138 EP3 E3
Zeichnung Nr.: D02162509/1.0-de/en, Rev. -, vom 30.08.2021

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt):
Richtlinie für Windenergieanlagen
Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung
Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015

[2.2] DIN EN IEC 61400-1:2019-12
Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019)
Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019

3 Einleitung

Die in diesem Prüfbericht unter Abschnitt 4.3 gelisteten maschinenbaulichen Komponenten und Strukturen wurden hinsichtlich ihrer Anforderungen an Auslegung und Gebrauchstauglichkeit für die Verwendung in Windenergieanlagen geprüft.

4 Beschreibung der Windenergieanlage

4.1 Anlagenkonzept

Die technische Spezifikation der Windenergieanlage ist dem Dokument [1.4.1] zu entnehmen. Nachfolgend sind die wichtigsten Kenngrößen aufgeführt:

Antriebskonzept:	Direktantrieb
Auslegungslebensdauer für alle Komponenten:	25 Jahre
Blattverstellsystem:	Verstellgetriebe mit Motor
Windrichtungsnachführung:	Verstellgetriebe mit Motor
Arretierung der Windrichtungsnachführung:	Motorbremsen der Verstellantriebe
Generatortyp:	Synchron
Generatorhersteller:	Enercon GmbH
Generatorbezeichnung:	E-138 EP3 E3-GE-01

4.2 Umgebungsbedingungen

Die maschinenbaulichen Komponenten wurden für die in Tabelle 4.1 aufgeführten Umgebungstemperaturen geprüft.

Bedingung	Temperaturbereich Betrieb	Temperaturbereich Extrem
Windzone gem. DIBt	-10 °C < t < +40 °C	-20 °C < t < +50 °C

Tabelle 4.1: Temperaturbereiche

4.3 Geprüfte mechanische Komponenten und Strukturen

Für alle unten aufgeführten maschinenbaulichen Komponenten wurden Festigkeitsprüfungen oder Lastvergleiche auf der Grundlage der Auslegungslasten durchgeführt. Für den Nachweis der Komponenten wurden Spezifikationen, Auslegungsberechnungen, Datenblätter, Testberichte und Bauteilzeichnungen geprüft.

Einige der maschinenbaulichen Komponenten sind identisch mit denen der WEA E-138 EP3 E2 aus dem Prüfbericht [1.4.2]. Für diese Komponenten wurden Lastvergleiche durchgeführt.

In der jeweiligen Komponentenspezifikation wird die zugehörige bauteilspezifische Hauptzeichnung zur Identifikation einer Komponente aufgeführt.

4.3.1 Blattlager

4.3.1.1 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Liebherr Components Biberach GmbH
Typ:	Dreireihige Rollendrehverbindung
Handelsbezeichnung:	13401303
Material:	42CrMo4+QT
Hauptzeichnung Nr.:	ROD02994-032DJ18-002-000, Rev. 03.1, vom 16.03.2021
Blattlagerringe:	Nachgewiesen durch Extrem- und Betriebslastberechnungen
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.2 Blattverstellgetriebe

4.3.2.1 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Bonfiglioli Trasmital
Typ:	Dreistufiges Planetenradgetriebe
Handelsbezeichnung:	707 T3N (NC)
Produktcode:	JB00009063
Getriebeübersetzung:	173,4
Hauptzeichnung Nr.:	I7070T003600, Rev. D, vom 10.05.2021
Schnittzeichnung Nr.:	A7070T09800, Rev. B, vom 10.05.2021
Ritzelwelle Zeichnung Nr.:	YP00012041, Rev. -, vom 08.01.2020
Anzahl der Antriebe pro Blatt:	1
Motor:	Wilo M112BM1-4F40Y1-PZ55; Bonfiglioli JB00023142
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.2.2 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Bonfiglioli Trasmital
Typ:	Dreistufiges Planetenradgetriebe
Handelsbezeichnung:	707 T3N (CC)
Produktcode:	JB00013488
Getriebeübersetzung:	173,4
Hauptzeichnung Nr.:	I7070T04700, Rev. D, vom 10.05.2021
Schnittzeichnung Nr.:	A7070T010000, Rev. B, vom 10.05.2021
Ritzelwelle Zeichnung Nr.:	YP00012041, Rev. -, vom 08.01.2020
Anzahl der Antriebe pro Blatt:	1
Motor:	Wilo M112BM1-4F40Y1-PZ55; Bonfiglioli JB00023142
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.2.3 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Liebherr Components Biberach GmbH
Typ:	Dreistufiges Planetenradgetriebe
Handelsbezeichnung:	DAT 250/3457 (NC)
Produktcode:	12856338
Getriebeübersetzung:	176,4
Hauptzeichnung Nr.:	368 457 2000 99 0, Rev. 03.3, vom 10.11.2021
Schnittzeichnung Nr.:	368 457 2000 00 0, Rev. 04.2, vom 25.05.2020
Ritzelwelle Zeichnung Nr.:	368 457 2000 10 0, Rev. 03.1, vom 21.09.2021
Anzahl der Antriebe pro Blatt:	1
Motor:	Wilo M112BM1-4F40Y1-PZ55; Bonfiglioli JB00023142
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.2.4 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Liebherr Components Biberach GmbH
Typ:	Dreistufiges Planetenradgetriebe
Handelsbezeichnung:	DAT 250/3457 (CC)
Produktcode:	12940474
Getriebeübersetzung:	176,4
Hauptzeichnung Nr.:	368 457 2000 99 2, Rev. 01.3, vom 10.11.2021
Schnittzeichnung Nr.:	368 457 2000 00 2, Rev. 02.2, vom 25.05.2020
Ritzelwelle Zeichnung Nr.:	368 457 2000 10 0, Rev. 03.1, vom 21.09.2021
Anzahl der Antriebe pro Blatt:	1
Motor:	Wilo M112BM1-4F40Y1-PZ55; Bonfiglioli JB00023142
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.3 Blattarretierung

4.3.3.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Mechanische Arretiervorrichtung
Hauptzeichnung Nr.:	EP3.99.055-0, Rev. 0, vom 13.11.2019
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.4 Rotornabe

4.3.4.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Gussteil
Handelsbezeichnung:	EP3-ROH-10
Material:	EN-GJS-400-18-LT
Hauptzeichnung Nr.:	EP3.01.138 - 2, Rev. 2, vom 24.06.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.5 Hauptlagerung

4.3.5.1 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	SKF GmbH
Typ:	Kegelrollerlager in O-Anordnung
<u>Nabenseitig</u>	
Handelsbezeichnung:	BT1-8212 B/VK443
Hauptzeichnung Nr.:	BT1-8212 B/VK443, Rev. 3, vom 06.10.2021
<u>Generatorseitig</u>	
Handelsbezeichnung:	BT1-8213 AA/VK443
Hauptzeichnung Nr.:	BT1-8213 AA/VK443, Rev. 1, vom 20.10.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.5.2 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Liebherr-Components Biberach GmbH
Typ:	Kegelrollenlager in O-Anordnung
Nabenseitig	
Handelsbezeichnung:	13572699
Hauptzeichnung Nr.:	KED01915-090E018-001-000, Rev. 04, vom 26.04.2022
Generatorseitig	
Handelsbezeichnung:	13714609
Hauptzeichnung Nr.:	KED01920-075E018-001-000 Rev. 04, vom 26.04.2022
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.5.3 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Schaeffler Technologies AG & Co. KG
Typ:	Kegelrollenlager in O-Anordnung
Nabenseitig	
Handelsbezeichnung:	097524956-0000
Hauptzeichnung Nr.:	EDD F-627880.02.TR1-WPOS 000 Rev. AF, vom 07.04.2022
Generatorseitig	
Handelsbezeichnung:	097525006-0000
Hauptzeichnung Nr.:	EDD F-627881.02.TR1-WPOS 000 Rev. AG, vom 07.04.2022
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.5.4 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Thyssenkrupp rothe erde Slovakia, a.s.
Typ:	Kegelrollenlager in O-Anordnung
Nabenseitig	
Handelsbezeichnung:	PSL612-415-1
Hauptzeichnung Nr.:	PSL612-415-1-PV, Rev. 1, vom 03.02.2022
Generatorseitig	
Handelsbezeichnung:	PSL612-416-1
Hauptzeichnung Nr.:	PSL612-416-1-PV, Rev. 1, vom 03.02.2022
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.6 Rotorträger

4.3.6.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Gussteil
Handelsbezeichnung:	EP3-RS-03
Material:	EN-GJS-400-18-LT
Hauptzeichnung Nr.:	D02456615, Rev. 0.0, vom 02.09.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.7 Achszapfen

4.3.7.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Gussteil
Handelsbezeichnung:	EP3-AP-08
Material:	EN-GJS-400-18-LT
Hauptzeichnung Nr.:	D02438823-1.0, Rev. 1.0, vom 15.09.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.8 Achsdeckel

4.3.8.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Stahlbauteil
Material:	C45
Hauptzeichnung Nr.:	D0245465/0.2-de/en, Rev. -, vom 08.09.2021
Hinweis:	Inkl. Schraubverbindung Achsdeckel - Achszapfen
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.9 Rotorarretierung

4.3.9.1 *Komponentenspezifikation*

Design:	ENERCON GmbH
Type:	Stahlbauteil
Material Bolzen:	X20Cr13 + QT800
Bolzen Zeichnung Nr.:	EP3.09-198-2, Rev. 2, vom 23.07.2018
Anzahl Arretierungen:	3
Einschränkung:	Max. Arretierlast 9280 kNm gem. Anforderung aus [2.2]
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.10 Rotorbremse

4.3.10.1 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	KTR Systems GmbH
Typ:	Hydraulische Scheibenbremse
Handelsbezeichnung:	KTR-STOP YAW L C-70
Hauptzeichnung Nr.:	802402, Rev. 2, vom 21.07.2020
Anzahl der Bremsen:	3
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.10.2 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	SIBRE Siegerland Bremsen GmbH
Type:	Hydraulische Scheibenbremse
Handelsbezeichnung:	ABT120G-R-CS-S
Hauptzeichnung Nr.:	10 0003 1284, Rev. 0.0, vom 13.02.2018
Anzahl der Bremsen:	3
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.11 Maschinenträger

4.3.11.1 *Komponentenspezifikation*

Design:	ENERCON GmbH
Type:	Gussteil
Handelsbezeichnung:	Main carrier EP3-MC-08
Material:	EN-GJS-400-18-LT
Hauptzeichnung Nr.:	D02250932/1.0-de/en, Rev. -, vom 19.10.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.12 Generatorstator

4.3.12.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Guss- und Schweißteil
Material:	EN-GJS-400-18-LT / S355J2+N
Zeichn. Nr. Statortragstern:	D02252149, Rev. 1.1, dated 2022-01-24
Zeichn. Nr. Statortragstern:	D02338081, Rev. 1.0, dated 2022-01-24
Zeichn. Nr. Statorring P1:	D02355357, Rev. 0.0, dated 2021-06-14
Zeichn. Nr. Statorring P2:	D02358069, Rev. 0.0, dated 2021-06-14
Zeichn. Nr. Tragarm 12 Uhr:	D02467126, Rev. 2.0, dated 2021-12-02
Zeichn. Nr. Tragarm 2 Uhr:	D02457941, Rev. 2.1, dated 2021-12-02
Zeichn. Nr. Tragarm 4 Uhr:	D02459344, Rev. 2.0, dated 2021-12-03
Zeichn. Nr. Tragarm 6 Uhr:	D02462951, Rev. 2.0, dated 2021-12-03
Zeichn. Nr. Tragarm 8 Uhr:	D02463210, Rev. 2.0, dated 2021-12-02
Zeichn. Nr. Tragarm 10 Uhr:	D02467102, Rev. 2.1, dated 2021-12-02
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.13 Generatorrotor

4.3.13.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Schweißbauteil
Handelsbezeichnung:	730.7040
Material:	S355J2+N
Hauptzeichnung Nr.:	EP3.02.1386 - 2, Rev. 2, vom 29.07.2021 EP3.02.1387 - 2, Rev. 2, vom 29.07.2021 EP3.02.1422 - 2, Rev. 2, vom 29.07.2021
Hinweis:	Inkl. Schraubverbindung Generatorrotor - Rotorträger
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.14 Azimutgetriebe

4.3.14.1 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Liebherr Components Biberach GmbH
Typ:	Vierstufiges Planetengetriebe
Handelsbezeichnung:	DAT 450/4422
Produktcode:	13521946
Getriebeübersetzung:	1592,31
Hauptzeichnung Nr.:	13521946-99, Rev. 01.8, vom 03.12.2021
Schnittzeichnung Nr.:	468 422 4000 00 0, Rev. 01.7, vom 25.11.2021
Ritzelwelle Zeichnung Nr.:	13714613-00, Rev. 00.1, vom 12.11.2021
Anzahl der Antriebe:	5
Motor:	EMOD FKOLBI IPM132/6-180T Bonfiglioli JB00023132
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.14.2 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Bonfiglioli Trasmital
Typ:	Vierstufiges Planetengetriebe
Handelsbezeichnung:	714T
Produktcode:	JB00023253
Getriebeübersetzung:	1583,2
Hauptzeichnung Nr.:	CD00019972, Rev. -, vom 29.10.2021
Schnittzeichnung Nr.:	AD0006416, Rev. A, vom 21.01.2022
Ritzelwelle Zeichnung Nr.:	YP00021351, Rev. -, vom 03.05.2021
Anzahl der Antriebe:	5
Motor:	EMOD FKOLBI IPM132/6-180T Bonfiglioli JB00023132
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.15 Azimutlager

4.3.15.1 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	TMB Tianma (Chengdu) Precision Machinery Co., Ltd
Type:	Zweireihige Kugeldrehverbindung
Handelsbezeichnung:	Y033.60.3993K2
Material:	42CrMo4
Hauptzeichnung Nr.:	Y033.60.3993K2, Rev. 1, vom 02.12.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.15.2 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	Thyssenkrupp rothe erde Germany GmbH
Type:	Zweireihige Kugeldrehverbindung
Handelsbezeichnung:	37030980
Material:	42CrMo4 V / +QT
Hauptzeichnung Nr.:	092.55.3996.010.48.150D, Rev. A, vom 26.11.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.16 Hydrauliksystem

4.3.16.1 *Komponentenspezifikation*

Hersteller:	HAWE Hydaulik SE
Handelsbezeichnung:	20-152-H-00-00
Schaltplan Nr.:	00_DE-D00050112, Rev. 00, vom 20.09.2021
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-3 (siehe Tabelle 4.2)

4.4 Verwendung in Windenergieanlagen

Die Eignung der maschinenbaulichen Komponenten wurde für die in Tabelle 4.2 gelisteten Windenergieanlagen geprüft. Hierfür wurden die vom Hersteller Enercon GmbH eingereichten Prüfunterlagen zugrunde gelegt. Für die dort aufgeführten Anlagenkonfigurationen liegen geprüfte Lastannahmen vor, die im Detail dem Dokument unter Punkt 1.3 zu entnehmen ist.

Var. Nr.	WEA Bezeichnung	Nenn-leistung	Rotorblatt	Nabenhöhe (Turm)	DIBt Windzone	Gelände-kategorie	Prüfbericht Lasten
1	E-138 EP3 E3	4,26 MW	E-138 EP3-RB-02	130,639 m (E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01)	WZ S	GK S	[1.3.1]
2	E-138 EP3 E3	4,26 MW	E-138 EP3-RB-02	110,396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01)	WZ S	GK S	[1.3.1]
3	E-138 EP3 E3	4,26 MW	E-138 EP3-RB-02	160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01)	WZ 2	GK II	[1.3.1]

Tabelle 4.2: Anlagenvarianten

5 Durchgeführte Prüfungen

5.1 Prüfmethoden

Die eingereichten Unterlagen wurden auf Vollständigkeit und Inhalt geprüft und bezüglich der Nachweismethoden und der Berechnungsgrundlagen bewertet. Dabei wurden die erforderlichen Sicherheiten und Spannungsreserven berücksichtigt. Die Prüfung erfolgte anhand von Spezifikationen, Berechnungsunterlagen und Zeichnungen, sowie zugehörigen Prüfberichten.

Die Prüfung der Auslegung und Tragfähigkeit der maschinenbaulichen Komponenten erfolgte teilweise auf der Grundlage von Lastvergleichen. Zu diesem Zweck wurden die ursprünglich verwendeten Auslegungslasten mit den im Dokument [1.3.1] aufgeführten Extrem- und Betriebslasten verglichen. Äquivalente Momente und resultierende Beanspruchungen wurden unter Beachtung der geforderten Lebensdauer der Komponenten ermittelt.

Die Beurteilung der statischen und betriebsfesten Auslegung der maschinenbaulichen Komponenten und Strukturen basiert auf den Anforderungen der Prüfgrundlagen. Die vorgelegten Prüfunterlagen wurden auf der Grundlage von Plausibilitätsprüfungen oder Vergleichsrechnungen unter Anwendung von analytischen oder numerischen Berechnungsmethoden bewertet.

5.2 Mechanische Komponenten und Antriebe

Die Tragfähigkeit der Kugeldrehverbindungen wurde auf der Grundlage von Hertz'schen Pressungen geprüft. Die maximalen Kontaktspannungen unter den Lastkombinationen von Axiallast, Radiallast und Kippmoment wurden mit den zulässigen Werten verglichen.

Die Lebensdauerberechnungen für die in den Antrieben verwendeten Wälzlager berücksichtigen die erforderlichen Eingangsparameter und vorhandenen Betriebsbedingungen und entsprechen dem internationalen Standard ISO 281 bzw. ISO/TS 16281.

Vergleichsrechnungen für die Prüfung der statischen und betriebsfesten Auslegung der Wellen erfolgten in Anlehnung an DIN 743, unter Beachtung festigkeitsrelevanter Einflüsse, wie Kerbwirkungen.

Alle weiteren lastübertragenden mechanischen Komponenten wurden hinsichtlich ihrer statischen und betriebsfesten Auslegung auf der Grundlage der Zertifizierungsanforderungen und dem Stand der Technik geprüft.

5.3 Haupttragende Strukturen und Schraubenverbindungen

Die Bewertung der haupttragenden Strukturen bezieht sich auf Auslegungsnachweise wie Rotornabe, Achszapfen, Rotorträger, Generatorrotor und Generatorstator inkl. der Schraubverbindungen zu den Anschlusskonstruktionen.

Bei Finite-Elemente-Berechnungen wurden Geometrie, Vernetzung, Elementauswahl und Randbedingungen geprüft. Die Bewertung der FE-Ergebnisse erfolgte über Vergleichsrechnungen oder Plausibilitätsprüfungen.

Schädigungsrechnungen erfolgten auf der Grundlage synthetischer Wöhlerkurven. Der Mittelspannungseinfluss und abmindernde Einflüsse auf die Schwingfestigkeit wurden berücksichtigt.

Die Festigkeit hochbeanspruchter Schraubenverbindungen wurde mit analytischen Methoden in Anlehnung an VDI 2230 Blatt 1 (2015) geprüft. Die Vergleichsrechnungen berücksichtigen dabei die auslegungsrelevanten Berechnungsgrößen wie Montage-vorspannkraft, Krafteinleitung und Anziehfaktor.

Die Festigkeit einiger hochbeanspruchter Schraubenverbindungen wurden auf der Grundlage von FEM Analysen anhand detaillierter FE Modelle geprüft. Die Vorspannung der Schrauben sowie der Einfluss der Anschlusskonstruktionen wurden dabei in ausreichender Weise berücksichtigt.

5.4 Hinweise und Annahmen

Grundlage für Vergleichsrechnungen und Plausibilitätsprüfungen sind im Allgemeinen die Angaben des Herstellers und Zulieferers. Daher wird vorausgesetzt, dass die angegebenen Spezifikationen für maschinenbauliche Komponenten und Strukturen eingehalten sowie Fertigungstoleranzen und Werkstoffqualitäten erreicht werden.

Soweit redaktionelle und technische Abweichungen oder Fehler keinen Einfluss auf die Konstruktion haben, wurde keine Korrektur der unter Punkt 1 geprüften Unterlagen gefordert.

Die zulässigen Zahnfuß- sowie Zahnflankenspannungen von Blattverstellgetriebe und Azimutgetriebe des Herstellers Liebherr wurden dem Prüfbericht [1.4.4] entnommen.

Die Rotorbremsen unter 4.3.10 können nur zu Wartungszwecken verwendet werden und sind nicht Bestandteil von sicherheitsrelevanten Automatismen. Das minimale Bremsmoment ist zu berücksichtigen.

5.5 Prüfergebnis

Vergleichsrechnungen und Plausibilitätsprüfungen der Festigkeitsnachweise haben ergeben, dass ausreichende Sicherheiten und Spannungsreserven bei Extrem- und Betriebslasten vorhanden sind.

Die durchgeführten Lastvergleiche mit den geänderten Lastannahmen zeigen keine wesentliche Überschreitung der ursprünglichen Auslegungslasten. Für alle Komponenten konnten ausreichende Restsicherheiten ermittelt werden.

5.6 Schnittstellen zum Rotorblatt und Turm

Schraubverbindung Blatt / Blattlager:	Nicht Bestandteil der maschinenbaulichen Prüfung

Schraubverbindung Azimutlager zum Turmkopfflansch und Maschinenträger:

	Nicht Bestandteil der maschinenbaulichen Prüfung, siehe Bericht [1.4.3]
Turmkopfflansch:	Nicht Bestandteil der maschinenbaulichen Prüfung

6 Bedingungen

6.1 Um einen ordnungsgemäßen Betrieb der Komponenten sicherzustellen, sind die Anweisungen der Komponentenhersteller hinsichtlich Montage und Instandhaltung zu beachten.

6.2 Die Schraubverbindung zwischen Maschinenträger und Statortragstern wird durch drehwinkelgesteuertes Anziehen auf 524,8 kN vorgespannt. Es ist sicherzustellen, dass diese Vorspannkraft mit dem gewählten Anziehverfahren erreicht wird.

7 Ausstehende Nachweise

7.1 keine

8 Schlussfolgerungen

Die im Rahmen dieses Gutachtens geprüften maschinenbaulichen Komponenten und Strukturen erfüllen die Anforderungen der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 in Bezug auf Tragfähigkeit und Auslegung für die zugrunde gelegten Annahmen unter Beachtung der geforderten Lebensdauer von 25 Jahren.

Die unter Punkt 5.4 aufgeführten Hinweise und Annahmen sind zu beachten.

Unter Einhaltung der unter Punkt 6 genannten Bedingungen bestehen gegen die Auslegung und den Betrieb der Komponenten, sowie deren Verwendung in Windenergieanlagen gem. Tabelle 4.2, keine Bedenken.

Änderungen in der Konstruktion müssen von der Zertifizierungsstelle Windenergie zugelassen werden. Anderenfalls verliert diese Gutachtliche Stellungnahme ihre Gültigkeit.

Die Sachverständige:

M.Eng. R. Sommerfeld

Freigegeben:

Dr.-Ing. W. Aldenhoff

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

für die Typenprüfung der Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3 und E-115 EP3 E4

- Verkleidungen & Strukturen -

TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-12 D Rev. 1

Anlagenhersteller: ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Deutschland

Prüfumfang: Auslegungsanforderungen für Verkleidungen und Strukturen gem. DIN EN IEC 61400-1:2019-12

Dieser Prüfbericht umfasst 11 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Sachverständige/r
0	24.10.2022	- Erstausgabe	C. Burges
1	20.12.2022	Angebot: 2021-0228-15 - WEA Variante Nr. 4 hinzugefügt	R. Sommerfeld

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 3
1.1 Geprüfte Dokumente 3
1.2 Dazugehörige Dokumente 4
1.3 Lastannahmen 4
1.4 Zugehörige Prüfberichte 5
2 Prüfgrundlagen 5
3 Einleitung 6
4 Beschreibung der Windenergieanlage 6
4.1 Anlagenkonzept 6
4.2 Umgebungsbedingungen 6
4.3 Geprüfte Verkleidungen und Strukturen 6
4.3.1 Gondelverkleidung 6
4.3.2 Gondelbühne 7
4.3.3 Generatorverkleidung 7
4.3.4 Dachmodul 8
4.4 Verwendung in Windenergieanlagen 8
5 Durchgeführte Prüfungen 8
5.1 Prüfmethoden 8
5.2 Verkleidungen, Strukturen und Schraubenverbindungen 9
5.3 Hinweise und Annahmen 9
5.4 Prüfergebnis 10
6 Bedingungen 10
7 Auflagen 10
8 Schlussfolgerungen 11

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Gondelverkleidung

[1.1.1] ENERCON GmbH:
Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-115 EP3 E4 and E-138 EP3 E3 Machine House Cover Statics
Dokument Nr.: D02527240, Rev. 0.1, vom 03.12.2021

[1.1.2] ENERCON GmbH:
Nachweis zur Zertifizierung, ENERCON Windenergieanlage E-115 EP3 E3, Generatorverkleidung, Statischer Nachweis
Dokument Nr.: D0872400-0
Rev. 0, vom 2019-09-18

Gondelbühne

[1.1.3] ENERCON GmbH:
Nachweis zur Zertifizierung ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 Gondelbühne Statik
Dokument Nr.: D02546726, Rev. 0.0, vom 24.11.2021

Generatorverkleidung

[1.1.4] ENERCON GmbH:
Certification Report ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 and E-115 EP3 E4 E-Nacelle Generator Casing Ultimate Strength
Dokument Nr.: D02548967, Rev. 0.0, vom 29.11.2021

[1.1.5] ENERCON GmbH:
Certification Report ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 and E-115 EP3 E4 E-Nacelle Container Sized Generator Casing Ultimate Strength
Dokument Nr.: D02548976, Rev. 0.0, vom 30.11.2021

Dachmodul

[1.1.6] ENERCON GmbH:
Certification Report ENERCON Wind Energy Converter Platform EP3 Roof Module Ultimate Strength
Dokument Nr.: D0850499, Rev. 2.1, vom 08.02.2022

Anschlagpunkte

[1.1.7] ENERCON GmbH:
Certification report ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 Anchorage Points at Nacelle Ultimate Strength
Dokument Nr.: D02550733, Rev. 0.1, vom 02.12.2021

1.2 Dazugehörige Dokumente

Gondelverkleidung

[1.2.1] ENERCON GmbH:
Kundenspezifikation ENERCON für EN AW 5754 (H111)
Dokument Nr.: D0295946 Rev. 0, vom 07.07.2008

Generatorverkleidung

[1.2.2] ENERCON GmbH:
Spezifikation Materialdaten für GFK Verkleidungskomponenten Rev.3
Dokument Nr.: D0689349, Rev. 3, vom 15.08.2019

[1.2.3] ENERCON GmbH:
Spezifikation für glasfaserverstärkte Verkleidungen von ENERCON WEA
Dokument Nr.: D0687898-3
Rev. 3, vom 2019-08-05

Anschlagpunkte

[1.2.4] ENERCON GmbH:
Bemessungsgrundlage für Anschlagpunkte zur Personensicherung, Statische Nachweise
Dokument Nr.: D0448398, Rev. 1, vom 10.12.2016

[1.2.5] ENERCON GmbH:
Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-160 EP5 E3
Anchorage Points at Nacelle Ultimate Strength
Dokument Nr.: D02457731, Rev. 0.0, vom 20.08.2021

1.3 Lastannahmen

[1.3.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme - Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, Diverse NH, DIBt Diverse WZ, Diverse GK - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -
Bericht Nr.: 8119224863-1 D III, Rev. 2, vom 19.12.2022

[1.3.2] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme - Windenergieanlage E-115 EP3 E4, RB E-115 EP3-RB-03, NH 92 m, DIBt WZ 4, GK I & II - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -
Bericht Nr.: 8119357237-1 D II, Rev. 1, vom 25.04.2022

1.4 Zugehörige Prüfberichte

[1.4.1] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlage
ENERCON EP5 - Verkleidung & Strukturen -
Bericht Nr.: 8119201822-12 D, Rev. 0, vom 26.11.2021

[1.4.2] TÜV NORD CERT GmbH:
Evaluation Report - Wind Turbine ENERCON E-138 EP3 E3 - Design Basis -
Bericht Nr.: 8119224863-0 E, Rev. 0, vom 21.01.2022

[1.4.3] TÜV NORD CERT GmbH:
Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Windenergieanlage
ENERCON E-115 EP3 E3 und E-138 EP3 E2 - Verkleidung & Strukturen -
Bericht Nr.: 8116503696-12 D, Rev. 3, vom 30.03.2021

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt):
Richtlinie für Windenergieanlagen
Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung
Stand: Oktober 2012 – Korrigierte Fassung März 2015

[2.2] DIN EN IEC 61400-1:2019-12
Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019)
Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019

3 Einleitung

Die in diesem Prüfbericht unter Abschnitt 4.3 gelisteten Verkleidungen und Strukturen wurden hinsichtlich ihrer Anforderungen an Auslegung und Gebrauchstauglichkeit für die Verwendung in Windenergieanlagen geprüft.

4 Beschreibung der Windenergieanlage

4.1 Anlagenkonzept

Die technische Spezifikation der Windenergieanlage ist dem Dokument [1.4.2] zu entnehmen. Nachfolgend sind die wichtigsten Kenngrößen aufgeführt:

Anlagentyp:	E-138 EP3 E3 & E115 EP3 E4
Auslegungslebensdauer der Komponenten:	25 Jahre

4.2 Umgebungsbedingungen

Die Verkleidungen und Strukturen wurden für die in Tabelle 4.1 aufgeführten Umgebungstemperaturen geprüft.

Bedingung	Temperaturbereich Betrieb	Temperaturbereich Extrem
Windzone gem. DIBt	-10 °C < t < +40 °C	-20 °C < t < +50 °C

Tabelle 4.1: Temperaturbereiche

4.3 Geprüfte Verkleidungen und Strukturen

Für alle unten aufgeführten Verkleidungen und Strukturen wurden Festigkeitsprüfungen auf der Grundlage der Auslegungslasten durchgeführt. Für den Nachweis der Komponenten wurden Spezifikationen, Auslegungsberechnungen, Datenblätter, Testberichte und Bauteilzeichnungen geprüft.

In der jeweiligen Komponentenspezifikation wird die zugehörige bauteilspezifische Hauptzeichnung zur Identifikation einer Komponente aufgeführt.

4.3.1 Gondelverkleidung

4.3.1.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Aluminium- und Stahlstruktur
Material:	S235JR, S355J2, AlMg3 (EN AW 5754, H111)
Hauptzeichnung Nr.:	D02547652_0.0
MD5-Checksum:	1ed55e74a6b7a4628ea9d12d20b6dfd7
Extremwindgeschw. v_{e50}:	70 m/s
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-4 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.2 Gondelbühne

4.3.2.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Aluminium- und Stahlstruktur
Material:	S235JR, S355J2, AlMg3 (EN AW 5754, H111)
Hauptzeichnung Nr.:	D02547652_0.0
MD5-Checksum:	1ed55e74a6b7a4628ea9d12d20b6dfd7
Extremwindgeschw. v_{e50}:	70 m/s
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-4 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.3 Generatorverkleidung

4.3.3.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	GFK- Struktur
Material:	siehe Spezifikation [1.2.2]
Hauptzeichnung Nr.:	D02623549, Rev. 0.0, vom 11.02.2022 Revisionsstände der Einzelteilzeichnungen siehe [1.1.4]
Extremwindgeschw. v_{e50}:	70 m/s
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-4 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.3.2 *Komponentenspezifikation (containerfähig)*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	GFK- Struktur
Material:	siehe Spezifikation [1.2.2]
Hauptzeichnung Nr.:	D02623549, Rev. 0.0, vom 11.02.2022 Revisionsstände der Einzelteilzeichnungen siehe [1.1.5]
Extremwindgeschw. v_{e50}:	70 m/s
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1, 3-4 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.3.3 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	GFK- Struktur
Material:	siehe Spezifikation [1.2.3]
Hauptzeichnung Nr.:	D0860520, Rev. 0, vom 24.10.2019 Revisionsstände der Einzelteilzeichnungen siehe [1.1.2]
Extremwindgeschw. v_{e50}:	70 m/s
Verwendung:	WEA Variante Nr. 2 (siehe Tabelle 4.2)

4.3.4 Dachmodul

4.3.4.1 *Komponentenspezifikation*

Auslegung:	ENERCON GmbH
Typ:	Stahlstruktur
Material:	S355
Hauptzeichnung Nr.:	EP3.03.862-1, Rev. 1, vom 08.07.2019
Hauptzeichnung Nr.:	EP3.03.1089-0, Rev. 0, vom 18.10.2021
Extremwindgeschw. v_{e50}:	89 m/s
Verwendung:	WEA Variante Nr. 1-4 (siehe Tabelle 4.2)

4.4 Verwendung in Windenergieanlagen

Die Eignung der Verkleidungen und Strukturen wurde für die in Tabelle 4.2 gelisteten Windenergieanlagen geprüft. Hierfür wurden die vom Hersteller ENERCON GmbH eingereichten Prüfunterlagen zugrunde gelegt. Für die dort aufgeführten Anlagenkonfigurationen liegen geprüfte Lastannahmen vor, die im Detail den Dokumenten unter Punkt 1.3 zu entnehmen sind.

Var. Nr.	WEA Bezeichnung	Nenn-leistung	Rotorblatt	Nabenhöhe (Turm)	DIBt Windzone	Gelände-kategorie	Prüfbericht Lasten
1	E-138 EP3 E3	4,26 MW	E-138 EP3-RB-02	130,639 m (E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01)	WZ S	GK S	[1.3.1]
2	E-115 EP3 E4	4,26 MW	E115 EP3-RB-03	92 m (E-115 EP3 E4-HST-92-FB-C-01)	WZ 4	GK I & II	[1.3.2]
3	E-138 EP3 E3	4,26 MW	E-138 EP3-RB-02	110,396m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01)	WZ S	GK S	[1.3.1]
4	E-138 EP3 E3	4,26 MW	E-138 EP3-RB-02	160 m (E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01)	WZ 2	GK II	[1.3.1]

Tabelle 4.2: Anlagenvarianten

5 Durchgeführte Prüfungen

5.1 Prüfmethoden

Die eingereichten Unterlagen wurden auf Vollständigkeit und Inhalt geprüft und bezüglich der Nachweismethoden und der Berechnungsgrundlagen bewertet. Dabei wurden die erforderlichen Sicherheiten und Spannungsreserven berücksichtigt. Die Prüfung erfolgte anhand von Spezifikationen, Berechnungsunterlagen und Zeichnungen, sowie zugehörigen Prüfberichten.

Die Beurteilung der statischen Auslegung der Verkleidungen und Strukturen basiert auf den Anforderungen der Prüfgrundlagen. Die vorgelegten Prüfunterlagen wurden auf der Grundlage von Plausibilitätsprüfungen oder Vergleichsrechnungen unter Anwendung von analytischen oder numerischen Berechnungsmethoden bewertet.

5.2 Verkleidungen, Strukturen und Schraubenverbindungen

Bei Finite-Elemente-Berechnungen wurden Geometrie, Vernetzung, Elementauswahl und Randbedingungen geprüft. Die Bewertung der FE-Ergebnisse erfolgte über Vergleichsrechnungen oder Plausibilitätsprüfungen.

Die Festigkeit einiger hochbeanspruchter Schraubenverbindungen wurde auf der Grundlage von FEM Analysen anhand detaillierter FE Modelle geprüft. Die Vorspannung der Schrauben sowie der Einfluss der Anschlusskonstruktionen wurden dabei in ausreichender Weise berücksichtigt.

Die Tragfähigkeit der Maschinenhausverkleidung, Gondelbühne, Generatorverkleidung und Dachmodul wurde auf der Grundlage der DNV GL-Richtlinie ST-0361 (Ausgabe September 2016) und GL-Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen (Ausgabe 2010), geprüft. Hierbei wurden die Einwirkungen auf die Struktur berücksichtigt. Des Weiteren umfasst die Prüfung alle festigkeitsrelevanten Anbauteile sowie die Anschlüsse und Verbindungen zu den Haupttragelementen.

Die Lastannahmen für die Strukturnachweise von Maschinenhausverkleidung, Gondelbühne, Generatorverkleidung und Dachmodul wurden für ständige und veränderliche Einwirkung gemäß den geltenden Richtlinien überprüft. Die Materialeigenschaften für die verwendeten Aluminium- und Stahlwerkstoffe wurden dabei nach den gängigen Materialnormen und Spezifikationen berücksichtigt. Die speziellen Materialeigenschaften für glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) wurden dabei gesondert berücksichtigt. Der Prüfumfang beinhaltet zudem alle relevanten Befestigungen zu den primären Strukturbauteilen sowie zu Anbauten und Anschlagpunkten.

5.3 Hinweise und Annahmen

Grundlage für Vergleichsrechnungen und Plausibilitätsprüfungen sind im Allgemeinen die Angaben des Herstellers und Zulieferers. Daher wird vorausgesetzt, dass die angegebenen Spezifikationen für maschinenbauliche Komponenten und Strukturen eingehalten sowie Fertigungstoleranzen und Werkstoffqualitäten erreicht werden.

Soweit redaktionelle und technische Abweichungen oder Fehler keinen Einfluss auf die Konstruktion haben, wurde keine Korrektur der unter Punkt 1 geprüften Unterlagen gefordert.

Die FVK-Materialeigenschaften für die Generatorverkleidung wurden einer Materialspezifikation [1.2.2] entnommen. Es wird vorausgesetzt, dass der Hersteller die angegebenen Materialkennwerte für die laufende Produktion gewährleistet.

Die Anschlagpunkte von Gondeldach, Gondelbühne und Dachmodul wurden mit einer Last von 22,2 kN gem. [1.2.4] nachgewiesen. Die Anschlagpunkte an der Gondelverkleidung und die Anschlagpunkte 4 bis 5 und 8 bis 11 der Gondelbühne sind identisch zu den bereits geprüften Anschlagpunkten der WEA E-160 EP5 E3 (siehe [1.2.5] und [1.4.1]).

Es dürfen sich maximal zwei Personen gleichzeitig auf dem Gondeldach befinden.

5.4 Prüfergebnis

Vergleichsrechnungen und Plausibilitätsprüfungen der Festigkeitsnachweise haben ergeben, dass ausreichende Sicherheiten und Spannungsreserven bei den aufgebrachten Einwirkungen vorhanden sind.

6 Bedingungen

6.1 Um einen ordnungsgemäßen Betrieb der Komponenten sicherzustellen, sind die Anweisungen der Komponentenhersteller hinsichtlich Montage und Instandhaltung zu beachten.

6.2 Für jede Art von Hebezeugen und integrierten Kränen gelten die nationalen Anforderungen der jeweiligen Maschinenrichtlinie unter Berücksichtigung der Unfallverhütungsvorschrift (DGUV).

6.3 Für die Begehung des Gondeldaches ist bevorzugt der Mittelsteg zu verwenden. In Ausnahmefällen und bei der Montage der Gondel dürfen die Seitenbereiche des Gondeldaches von einer Person betreten werden. Dies muss im Betriebshandbuch beschrieben und auch an der Windenergieanlage hinreichend gekennzeichnet sein.

7 Auflagen

7.1 keine

8 Schlussfolgerungen

Die im Rahmen dieses Gutachtens geprüften Verkleidungen und Strukturen erfüllen die Anforderungen der Prüfgrundlagen in Bezug auf Tragfähigkeit und Auslegung für die zugrunde gelegten Annahmen, unter Beachtung der geforderten Lebensdauer von 25 Jahren.

Die unter Punkt 5.3 aufgeführten Hinweise und Annahmen sind zu beachten.

Unter Einhaltung der unter Punkt 6 genannten Bedingungen bestehen gegen die Auslegung und den Betrieb der Komponenten, sowie deren Verwendung in Windenergieanlagen gem. Tabelle 4.2, keine Bedenken.

Änderungen in der Konstruktion müssen von der Zertifizierungsstelle Windenergie zugelassen werden. Anderenfalls verliert diese Gutachtliche Stellungnahme ihre Gültigkeit.

Die Sachverständige:

M.Eng. R. Sommerfeld

Freigegeben:

Dr.-Ing. W. Aldenhoff

Dieser Bericht wird ausschließlich dem oben genannten Antragsteller bzw. Kunden zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung oder Verbreitung dieses Berichts ist nur durch vorherige schriftliche Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH oder des oben genannten Antragstellers oder Kunden gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist im Allgemeinen nicht gestattet.

Gutachtliche Stellungnahme

für die Windenergieanlage E-138 EP3 E3, Rotorblatt E-138 EP3-RB-02, verschiedene Konfigurationen, WZ S, GK S

- Turmkopfflanschbaugruppe -

TÜV NORD Bericht-Nr.:	8119224863-11 D Rev. 0
Gegenstand der Stellungnahme:	Turmkopfflanschbaugruppe gemäß DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 (korrigierte Fassung März 2015)
Anlagenhersteller:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Deutschland

Die Gutachtliche Stellungnahme umfasst 8 Seiten.

Revision	Datum	Änderungen	Prüfer
0	07.02.2022	Erstausgabe	C. Fischer

Inhaltsverzeichnis

1 Dokumente 3
1.1 Geprüfte Dokumente 3
1.2 Dazugehörige Dokumente 3
2 Prüfgrundlagen 4
3 Einleitung 4
4 Beschreibung 4
4.1 Turmkopfflansch 4
4.2 Lastannahmen 5
4.3 Baustoffe 5
5 Prüfung 6
5.1 Umfang und Methodik 6
5.2 Anmerkungen zur Prüfung 6
5.3 Ergebnis 7
5.4 Schnittstellen 7
6 Auflagen 7
7 Zusammenfassung 8

1 Dokumente

1.1 Geprüfte Dokumente

Statische Berechnungen

[1.1.1] ENERCON GmbH:
„Verification for Certification ENERCON Wind Energy Converter E-138 EP3 E3 Bolted Connection - Yaw Bearing and Tower Head Flange Statics und Fatigue Strength”
Dokument Nr.: D02524598, Rev. 2.0, Datum: 24.01.2022

Anlagen

[1.1.2] ENERCON GmbH:
Zeichnung „Turmflansch Spezifikation-D3868-150xM30”,
Zeichnungs-Nr.: D02133917/0.1, Rev. 0.1, Datum: 05.02.2021

1.2 Dazugehörige Dokumente

Lastannahmen

[1.2.1] ENERCON GmbH:
„Lastenbericht Maschinenbau E-138 EP3 E3 Abdeckende Betriebs- und Extremlasten für den Maschinenbau E-138 EP3 E3 mit dem Rotorblatt E-138 EP3-RB-02 nach DIBt und IEC”
Dokument Nr.: D02397614, Rev. 0.3, Datum: 20.01.2022

[1.2.2] TÜV NORD CERT GmbH:
„Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, Diverse NH, DIBt WZ S, GK S - Lastannahmen für Rotorblatt und Maschinenbau -”
TÜV NORD Bericht Nr.: 8119224863-1 D III Rev. 0, Datum: 03.02.2022

Zeichnungen zur Turmkopfbaugruppe

[1.2.3] ENERCON GmbH:
„Azimutlager 2KD-m22-z168i-b210”
Zeichnungs-Nr.: D02134927/0.0, Rev. 0.0, Datum: 20.01.2021

[1.2.4] ENERCON GmbH:
„Maschinenträger EP3-MC-08”
Zeichnungs-Nr.:D02250932/0.0, Rev. 0.0, Datum: 02.07.2021

Spezifikation

[1.2.5] ENERCON GmbH:
„Installation specifications for bolt connections in mechanical engineering”
Dokument Nr.: D0977320-0, Rev.6, Datum: 11.05.2020

2 Prüfgrundlagen

[2.1] Deutsches Institut für Bautechnik - DIBt (Fassung 10.2012):
„Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“

[2.2] DIN EN 1993-1-1 (12.2010) mit DIN EN 1993-1-1/NA (08.2015):
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau“

[2.3] DIN EN 1993-1-8:2010-12 + DIN EN 1993-1-8/NA:2010-12:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-8: Bemessung von Anschlüssen“

[2.4] DIN EN 1993-1-9 (12.2010) mit DIN EN 1993-1-9/NA (12.2010):
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-9: Ermüdung“

[2.5] DIN EN 1993-1-10:2010-12 + DIN EN 1993-1-10/NA:2016-04:
„Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 1-10: Stahlsortenauswahl im Hinblick auf Bruchzähigkeit und Eigenschaften in Dickenrichtung“

[2.6] VDI 2230 Blatt 1 (11.2015):
„Systematische Berechnung hochbeanspruchter Schraubenverbindungen - Zylindrische Einschraubenverbindungen“

3 Einleitung

Gegenstand dieser Stellungnahme ist die Prüfung der Turmkopfflanschbaugruppe – bestehend aus dem Kopfflansch, der Schweißnaht zwischen Flansch und Turmwand sowie der Schraubverbindungen zwischen Flansch und Azimutlager und zwischen Azimutlager und Maschinenträger – hinsichtlich struktureller Integrität im Sinne der DIBt-Richtlinie [2.1].

4 Beschreibung

4.1 Turmkopfflansch

Der Turmkopfflansch ist ein L-Flansch mit einem Innendurchmesser von 3777 mm und einem Außendurchmesser von 4036 mm. Die Gesamthöhe beträgt 225 mm und der Flanschhals ist 35 mm dick. Weitere Informationen können der Zeichnung [1.1.2] entnommen werden.

Der Flansch wird mit dem Azimutlager mittels 150 Gewindestangen M30 verbunden. Die Verbindung zwischen dem Azimutlager und dem Maschinenträger wird durch 178 Gewindestangen M30 hergestellt. Die Geometrie des Azimutlagers und des Maschinenträgers ist in [1.2.3] und [1.2.4] dargestellt.

4.2 Lastannahmen

Die Turmkopfflanschbaugruppe wurde für die in Tabelle 4.1 aufgeführten Konfigurationen nachgewiesen. Die verwendeten Auslegungslasten ([1.2.1]) bilden die relevanten einhüllenden Lasten an den jeweiligen Turmköpfen. Die Ermüdungslasten basieren auf einer Lebensdauer von 25 Jahren.

Die Windenergieanlage erbringt eine maximale Leistung von 4260 kW und verwendet das Rotorblatt E-138 EP3-RB-02.

Nr.	WEA Bezeichnung	Nabenhöhe	Turmkonfiguration	Windzone (DIBt 2012)	Geländekategorie	Lasten spezifiziert in	Lasten geprüft in
1	E-138 EP3 E3	81 m	E-138 EP3 E3-ST-81-FB-C-01	S	S	[1.2.1]	[1.2.2]
2		111 m	E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01				
3		131 m	E-138 EP3 E3-HST-131-FB-C-01				
4		160 m	E-138 EP3 E3-HST-160-FB-C-01				

Tabelle 4.1: Lastannahmen

4.3 Baustoffe

Flansch

Kopfflansch: Stahl DIN EN 10025-3-S355N
R_{eH} = 265 MPa (nahtlos geschmiedet)

Schraubverbindung zwischen Kopfflansch und Azimutlager

Gewindestangen: DIN 976-1 M30x370-10.9 tZn
maximale Vorspannkraft $F_{M,max}$ = 432,3 kN
(drehmomentgesteuertes Anziehen)
Anziehfaktor α_A = 1,5

Scheiben: ISO 7089 - 30 - 300HV tZn

Muttern: ISO 4032 M30 - 10 tZn

Schraubverbindung zwischen Azimutlager und Maschinenträger

Gewindestangen:	DIN 976-1 M30x330-10.9 tZn maximale Vorspannkraft $F_{M,max}$ = 512,5 kN (drehwinkelgesteuertes Anziehen) Anziehfaktor α_A = 1,0
Scheiben:	ISO 7089 - 30 - 300HV tZn
Muttern:	ISO 4032 M30 - 10 tZn

5 Prüfung

5.1 Umfang und Methodik

Die Nachweise der Grenzzustände der Tragfähigkeit wurden in der eingereichten statischen Berechnung [1.1.1] für die Kopfflanschbaugruppe geführt und durch Vergleichsrechnung geprüft.

Die Prüfung umfasst die Kopfflanschbaugruppe, bestehend aus dem Flansch, der Schweißnaht zwischen Turmwand und Flansch, sowie den beiden Schraubenverbindungen zwischen Kopfflansch und Azimutlager und zwischen Azimutlager und Maschinenträger.

Die Prüfung befasst sich mit den Grenzzuständen der Tragfähigkeit der Kopfflanschbaugruppe für die in Tabelle 4.1 genannten Lastkonfigurationen.

Transportzustände sowie Zustände während der Montage sind nicht Bestandteil der Prüfung.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden nicht berücksichtigt.

5.2 Anmerkungen zur Prüfung

Für die Bemessung wurden die Teilsicherheitsbeiwerte gemäß DIBt 2012 ([2.1]) berücksichtigt. Der Materialteilsicherheitsbeiwert für die Ermüdung der Schweißverbindungen und der Schraubenverbindungen wurde mit γ_{Mf} = 1,25 angesetzt.

Für den Nachweis des Turmkopfflansches wurden in [1.1.1] nicht-lineare Übertragungsfunktionen mittels der Finite-Elemente-Methode hergeleitet. Der zugrunde liegende Aufbau des Turmkopfes kann [1.1.2], [1.2.3] und [1.2.4] entnommen werden.

Die Übertragungsfunktionen für den Ermüdungsnachweis berücksichtigen einen Vorspannkraftverlust von mehr als 70 % der nominalen Schraubenvorspannkraft gemäß Abschnitt 4.3. Die für den Flansch und die Schweißnaht verwendeten Wöhlerlinien sind DIN EN 1993-1-9 [2.4] entnommen; die für die Schraubverbindungen der VDI 2230 [2.6].

Die unter 1.1 aufgeführten Unterlagen sind mit einem TÜV NORD Stempel versehen.

5.3 Ergebnis

Die geprüften Nachweise der Grenzzustände der Tragfähigkeit sind vollständig und in statischer Hinsicht korrekt.

5.4 Schnittstellen

Turm

5.4.1 Die Auslegungslasten des Turms müssen kleiner oder gleich den Lastannahmen zum Turm sein, die in [1.2.1] zitiert werden.

5.4.2 Die Anforderungen in [1.1.2] hinsichtlich der Ausführung der Schweißnaht, der Neigung der Turmwand und der zulässigen Einbauten an die Turmwand sind bei der Turmauslegung zu berücksichtigen.

5.4.3 Die an den Kopfflansch anschließende Turmwand muss mindestens aus Stahl EN10025-2-S355J2 sein.

Montage & Inbetriebnahme

5.4.4 Die Spezifikation [1.2.5] enthält Anweisungen bezüglich der Montage der Schraubenverbindungen.

6 Auflagen

6.1 Das für den Flansch verwendete Material soll eine minimale Streckgrenze R_{eH} 265 MPa aufweisen.

7 Zusammenfassung

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Schnittstellen und Auflagen erfüllt die hier geprüfte Turmkopfflanschbaugruppe die Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen [2.1].

Diese gutachtliche Stellungnahme gilt für die in Tabelle 4.1 aufgeführten Windenergieanlagenkonfigurationen.

Konstruktive Änderungen der Kopfflanschbaugruppe sind dem Prüfamt für Baustatik der TÜV NORD CERT GmbH mitzuteilen und einer Bewertung zu unterziehen. Ansonsten verliert diese gutachtliche Stellungnahme ihre Gültigkeit.

Prüfer:

Dr.-Ing. C. Fischer

Freigegeben:

M.Sc. / SFI R. Diewald

Diese gutachtliche Stellungnahme wird ausschließlich dem oben genannten Anlagenhersteller bzw. Antragsteller zur Verfügung gestellt. Eine Veröffentlichung oder Verbreitung ist nur nach vorheriger, schriftlicher Freigabe der TÜV NORD CERT GmbH gestattet. Eine auszugsweise Veröffentlichung oder Verbreitung ist nicht gestattet.

Durch Vergleichsrechnung geprüft

TYPENPRÜFUNG Geltungsdauer
5 Jahre/Wiedervorlage bis 26.01.2028

Fundamentdatenblatt / *Foundation datasheet*

Max Bögl Hybridturm DE-E22

E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 Flachgründung

Projektnummer / *Project number*:	21683-E22
Documentnummer / *Document number*	D00272545
Anlagenhersteller / *Turbine manufacturer*:	ENERCON GmbH Dreekamp 5 DE-26605 Aurich
Windenergieanlage / *Wind turbine*:	Enercon E-138 EP3
Nabenhöhe / *Hub height*:	160 m
Bauteil / *Component*:	Flachgründung mit Auftrieb *Flat foundation with Buoyancy*
Verfasser / *Author*:	Max Bögl Wind AG Max-Bögl-Str. 1 DE-92369 Sengenthal
Datum / *Date*:	11.11.2022
Enercon Dokumentennr. / Enercon Document no.:	D02653936-4

3662973-2-d
In bautechnischer Hinsicht geprüft.
Siehe Prüfbericht vom 27.01.2023
München
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Prüfamt für Standsicherheit
von Windenergieanlagen
Der Bearbeiter:
Der Leiter:

Bauteil / *Component*:	Fundament / *Foundation*
Block / *Chapter*:	

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Änderungsverzeichnis / *Table of revision*

Revision / *Revision*	Datum / *Date*	Beschreibung / *Description*	Bearbeiter / *Author*
-	08.04.2022	Erstausgabe / *First release*	L. Planas
01	10.06.2022	ENO Kommentare angepasst / *ENO comments adjustment*	J. Goycoolea
02	22.09.2022	Lasten angepasst / *loads adjusted*	J. Goycoolea
03	22.09.2022	Revisionsnummer korrigiert / revision number corrected	Th. Betz
04	11.11.2022	Bodendrehsteifigkeit von 250 000 zu 310 000 MNm/rad erhöht / *Soil rotational stiffness from increased 250 000 to 310 000 MNm/rad*	J. Goycoolea

Datum / *Date*: 11.11.2022

Aufgestellt: i.A. Joaquin Goycoolea Castillo

Aufgestellt / *Prepared by:* i.A. Pablo-Angel Plou Nogueira

Geprüft und freigegeben / *Checked and approved by*: i.A. Thorsten Betz

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Inhaltsverzeichnis / *Table of contents*

Änderungsverzeichnis / *Table of revision* **2**

Inhaltsverzeichnis / *Table of contents* **3**

1 Allgemeines / *General* **4**

2 Geometrie, Material und Massen / *Geometry, material and dimensions* **5**

3 Belastung / Loading **6**

3.1 Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb / *Own weight, soil cover and buoyancy* 6

3.2 Turmlasten / *Tower loads* 7

3.2.1 BS-P, BS-T und BS-A / *BS-P, BS-T and BS-A* 7

3.2.2 GZT und GZG / *ULS and SLS* 8

4 Anforderungen an den Baugrund / *Soil requirements* **9**

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

1 Allgemeines / *General*

In diesem Dokument werden die sich aus der Vorbemessung ergebende Kennwerte des Fundamentes für die nachfolgend angegebene Windenergieanlage zusammengefasst.

This document summarizes the properties of the foundation for the following wind turbine, which result of the preliminary design.

Turm / *Tower*

Beschreibung / *Description*

Turmtyp / *Tower type*	Max Bögl hybrid tower E22
Turbinenhersteller / *Manufacturer*	Enercon
Land / *Country*	DE
Leistung / *Power*	4.XX MW
WEA / *Wind turbine*	E-138 EP3 E3
Nabenhöhe / *Hub height*	160 m
System / *System*	RT 2.0

Die Turmgeometrie ist in der folgenden Entwurfszeichnung von Max Bögl angegeben:

The tower geometry is defined in the following Max Bögl pre-design drawing:

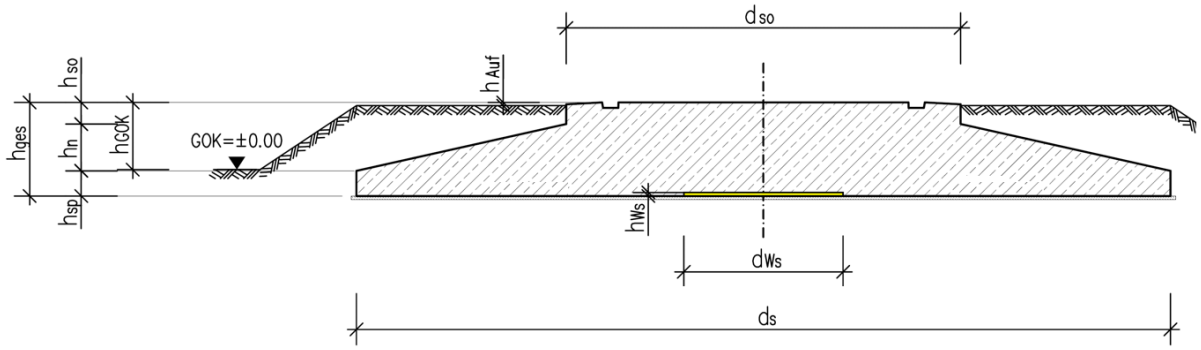
Enercon_DE_X,XXMW_E-138_160,0m_RT2,0_a

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

2 Geometrie, Material und Massen / *Geometry, material and dimensions*

Die Geometrie, das Material und die Massen des Fundamententwurfes werden nachfolgend angegeben.

The geometry, material and dimensions are for the foundation draft are defined in this chapter.



Geometrie / *Geometry*

Betonkörper / *Concrete body*

Außendurchmesser / *Outer diameter*	d_s	=	22,50	m
Sockeldurchmesser / *Base diameter*	d_{so}	=	10,90	m
Weichschichtdurchmesser / *Soft layer diameter*	d_{Ws}	=	4,40	m
Fundamenthöhe / *Foundation height*	h_{ges}	=	2,60	m
Spornhöhe / *Outer height*	h_{sp}	=	0,70	m
Spornneigunghöhe / *Nose incline height*	h_n	=	1,30	m
Sockelhöhe / *Base height*	h_{so}	=	0,60	m
Abstand Fundamentoberkante - Grundoberkante / *Separation foundation top edge - ground level*	h_{GOK}	=	2,294	m
Abstand Fundamentoberkante - Überschüttungoberkante / *Separation foundation top edge - soil cover top edge*	h_{Auf}	=	0,10	m

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3 Belastung / Loading

Die folgenden Lasten wurden in der Fundamentvorbemessung angesetzt.

Die Belastung aus der Windenergieanlage wurden gemäß der E-138 EP3 E3 Lastrechnung *D02452262_0.3_en_Calculation_ E-138 EP3; LL03; E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01; fatigue and ultimate loads; tower* angesetzt.

The followings loads were applied in the foundation pre-design.

The loads from the wind turbine were applied according to E-138 EP3 E3 load calculation *D02452262_0.3_en_Calculation_ E-138 EP3; LL03; E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01; fatigue and ultimate loads; tower*.

3.1 Eigengewicht, Erdüberschüttung und Auftrieb / *Own weight, soil cover and buoyancy*

Betonvolumen / Concrete weight

Betonwichte / *Concrete specific weight*	γ_c	=	25,0	kN/m³
Betongewicht / *Concrete weight*	G_c	=	15 744	kN

Überschüttung / *Backfill*

Höhe Erdüberschüttung innen / *Inner thickness backfill*	$t_{MaxÜs,inn}$	=	0,500	m
Höhe Erdüberschüttung außen / *Outer thickness backfill*	$t_{MaxÜs,aus}$	=	1,800	m
Bodenwichte / *Soil specific weight*	$\gamma_{Üs}$	=	18,0	kN/m³
Gewicht Erdüberschüttung / *Soil cover weight*	$G_{MaxÜs}$	=	6 711	kN

Auftrieb / Buoyancy

Höhe Wassersäule / *Buoyancy height*	$h_{Gw,max}$	=	0,306	m
Auftriebskraft / *Buoyancy force*	$G_{Gw,max}$	=	-1 217	kN

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3.2 Turmlasten / *Tower loads*

3.2.1 BS-P, BS-T und BS-A / *BS-P, BS-T and BS-A*

Die folgenden Lasten wurden für die Ermittlung der maximalen Kantenpressungen angesetzt.

Es handelt sich um charakteristische Werte an der Unterkante der Gründung. Erdüberschüttung und Auftrieb sind in den angegebenen Werten nicht enthalten und müssen entsprechend auf die Normalkraft addiert werden.

The next loads were applied for the calculation of the maximum soil edge pressure.

Those are characteristic values at the foundation bottom. Soil cover and buoyancy are not included in these values and must be added accordingly.

LF / *LC*	**BS-P**	**BS-T**	**BS-A**
V_k [kN]	33 036	33 036	32 507
H_k [kN]	1 404	881	1 495
$M_{b,k}$ [kNm]	171 153	124 207	193 357

Lasten an Fundamentunterkante / *Loads at the foundation bottom*

Legende / *Legend*:

- V_K: Normalkraft (vertikal) / *Normal force (vertical)*
- H_K: Querkraft (horizontal) / *Shear force (horizontal)*
- $M_{b,K}$: Biegemoment / *Bending moment*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

3.2.2 GZT und GZG / *ULS and SLS*

Die folgenden Turmlasten werden für die Berechnung der Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit des Fundaments benutzt.

The next loads are considered for the calculation of the resistance and serviceability of the foundaiton.

Es handelt sich um Designlasten inkl. des angegbenen Teilsicherheitsbeiwert an der Oberkante der Gründung. Fundamenteigegenwicht, Turmvorspannung, Erdüberschüttung, Auftrieb und etwaige Anbauteilen sind nicht in diesen Lasten enthalten.

These are design loads at the foundation top. Foundation own wight, tower prestressing, soil cover, buoyancy and possible mounting parts are not included in these loads.

Die Schnittgrößen beinhalten bereits den Einfluss nach Theorie II. Ordnung mit linear elastischem Tragverhalten einschließlich elastischer dynamischer Einspannung in den Baugrund.

The internal forces consider already the influence of the II. order theory with linear elastic behaviour including elastic dynamic loading in the foundation soil

LF / *LC*	**GZT / *ULS***	**D.3**
$\mathbf{V_{Ed}}$ [kN]	22 630	17 292
$\mathbf{H_{Ed}}$ [kN]	1 897	812
$\mathbf{M_{b,Ed}}$ [kNm]	221 383	107 585
$\mathbf{M_{t,Ed}}$ [kNm]	1 353	3 064
$\boldsymbol{\gamma_E}$	1,35	1,00

Lasten an Fundamentoberkante / *Loads at the foundation top*

Legende / *Legend*:

- V_{Ed}: Normalkraft (vertikal) / *Normal force (vertical)*
- H_{Ed}: Querkraft (horizontal) / *Shear force (horizontal)*
- $M_{b,Ed}$: Biegemoment / *Bending moment*
- $M_{t,Ed}$: Torsionsmoment / *Torsional moment*
- γ_E: Sicherheitsfaktor / *Safety factor*

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

4 Anforderungen an den Baugrund / *Soil requirements*

Der Baugrund am geplanten Standort muss mindestens die nachfolgenden Anforderungen erfüllen. Die Eignung des geplanten Standorts ist durch den Bodengutachter nachzuweisen.	The soil at the planned site has to comply with the following requirements. The suitability of the planned site must be proven by the soil expert.

Drehfedersteifigkeit */ Rotation spring stiffness*

Mindestwert */ Minimal value*

Statische Drehfeder / *Static rotational spring*	$k_{\varphi,stat}$	=	50 000	MNm/rad
Dynamische Drehfeder / Dynamic *rotational spring*	$k_{\varphi,dyn}$	=	310 000	MNm/rad

Zulässige Schiefstellung */ Allowed out-of-vertical deviation*

Maximal zulässige Schiefstellung in 25 Jahre / *Maximal allowed out-of-vertical inclination in 25 years*	Δs_{max}	=	3	mm/m

Bodenpressung */ Soil bearing pressure*

Erforderliche widerstand */ Required resistance*

Maximale Randdruckspannung im BS-P / *Maximal edge soil pressure in BS-P*	$\sigma_{max,BS-P}$	=	267	kN/m²
Maximale Randdruckspannung im BS-A / *Maximal edge soil pressure in BS-A*	$\sigma_{max,BS-A}$	=	317	kN/m²
Sohlreibungswinkel / *Angle of base friction*	δ_K	>	20°	

Diese Werte sind vom Bodengutachter zu bestätigen.
/ These values must be cofirmed by the geotechnical expert

TÜV SÜD Industrie Service GmbH TÜ 12 MÜNCHEN

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Füchteler Straße 29
49377 Vechta

GEOTECHNISCHER ENTWURFSBERICHT

PROJEKT:
2024-0157

Windpark Alfstedt Rep.
2 x WEA Enercon E-138 EP3 E3, 160 mNH

Auftraggeber:
Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH
Hohenfelde 33
27432 Alfstedt

25. Juli 2024

Baugrunderkundung
Gründungsgutachten
Baugrundlabor
Altlastenuntersuchung
Gefährdungsabschätzung
Sanierungskonzepte
Hydrogeologie

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Projektdaten:

Projekt:	2024-0157 WP Alfstedt, Rep. 2 x Enercon E-138 EP3 E3, 160 mNH
Auftraggeber:	Energie 3000 GmbH Herr Horst Mangels Hohenfelde 33 27432 Alfstedt
Auftragnehmer:	Ingenieurgeologie Dr. Lübbe Füchteler Str. 29 49377 Vechta
Projektbearbeiterin:	Dipl.-Geol. Petra Müller
Exemplare:	1 Stück

Dieser Geotechnische Bericht umfasst 16 Seiten, 11 Tabellen und 8 Anlagen.

·Vechta, 25. Juli 2024

Der Bericht darf nur vollständig und unverändert vervielfältigt werden und nur zu dem Zweck, der unserer Beauftragung mit der Erstellung des Berichtes zugrunde liegt. Die Vervielfältigung zu anderen Zwecken, eine auszugsweise oder veränderte Wiedergabe sowie eine Veröffentlichung bedürfen unserer schriftlichen Genehmigung.

· Projekte\2024-0158\G.WP Alfstedt, 2 x E-138, 160 mNH.doc

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

INHALTSVERZEICHNIS

I. VERANLASSUNG UND BEAUFTRAGUNG..... 5

1. Unterlagen..... 5
2. Angaben zum Bauwerk..... 5

II. DURCHGEFÜHRTE UNTERSUCHUNGEN..... 6

III. BODEN- UND GRUNDWASSERVERHÄLTNISSE..... 7

1. Boden..... 7
2. Grundwasser..... 9
3. Bodenmechanische Laboranalysen..... 9
4. Erdbebenzone..... 10
5. Bodenklassifizierung nach DIN 18300/DIN 18196..... 10
6. Bodenkennwerte..... 11

IV. GRÜNDUNGEN..... 11

1. Geotechnische Kategorie..... 11
2. Auswertung und Bewertung..... 11
3. Zusammenfassung der Gründungsempfehlungen..... 12

V. KRANSTELLFLÄCHEN UND ZUWEGUNG..... 13

VI. HINWEISE ZUR BAUAUSFÜHRUNG..... 13

1. Baugrube, Böschungen..... 13
2. Wasserhaltung..... 13
3. Seitliche Fundamentauffüllungen, Fundamentüberdeckung, Wiederverwendung Bodenaushub, Verdichtung..... 14
4. Betonaggressivität des Grundwassers..... 15
5. Frischbetoneigengewicht..... 15
6. Erdspezifischer elektrischer Widerstand..... 15

VI. SCHLUSSWORT..... 16

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Charakteristische Lastfälle für Fundamente.....	6
Tabelle 2:	Anlagentyp, Koordinaten und ungefähre Geländehöhe..	6
Tabelle 3:	Korrelation Lagerungsdichte, Spitzenwiderstand und Reibungswinkel.....	8
Tabelle 4:	Bodenprofil an den Anlagenstandorten und Kranstellflächen.....	8
Tabelle 5:	Ergebnisse der Körnungsanalyse und kf-Wert.....	9
Tabelle 6:	Durchlässigkeitsbereiche nach DIN 18130.....	10
Tabelle 7:	Bodenklassifizierung nach DIN 18300 und DIN 18196.....	10
Tabelle 8:	Bodenkennwerte in Anlehnung an TÜRKE (*1998*), EAU (*2012*), Grundbau Taschenbuch (*5. Auflage*), Ergebnissen der Drucksondierungen und eigenen Erfahrungswerten.....	11
Tabelle 9:	Setzungen, Setzungsdifferenzen und Grundbruchsicherheit, Drehfedersteifigkeit.....	12
Tabelle 10:	Zusammenfassung der Gründungsempfehlungen.....	12
Tabelle 11:	Betonaggressivität und Gesamteisengehalte Grundwasser.....	15

ANLAGENVERZEICHNIS:

ANLAGE 1:	Lageplan
ANLAGE 2.1-2.4:	Bohrprofile nach DIN 4023 und Drucksondierdiagramme nach DIN EN ISO 22476-1
ANLAGE 3:	Drucksondierprotokolle
ANLAGE 4:	Körnungslinien, DIN EN ISO 17892-4
ANLAGE 5:	Analysenergebnisse Grundwasser
ANLAGE 6.1-6.6:	Setzungsberechnungen, Grundbruch, Drehfeder
ANLAGE 7:	Hydraulische Berechnung
ANLAGE 8:	Tabellarische Zusammenstellung und Diagramm der Wenner Sondierungen

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

I. VERANLASSUNG UND BEAUFTRAGUNG

Im Landkreis Rotenburg (*Wümme*) sollen in der Gemeinde Alfstedt, nördlich von Alfstedt im Rahmen einer Repowering-Maßnahme zwei Windenergieanlagen (*WEA 1 und WEA 2*) vom Typ Enercon E-138 EP3 E3 mit einer Nabenhöhe von 160 m errichtet werden.

Unser Büro wurde mit Schreiben vom 21.03.2024 von der Energie 3000 Energie und Umweltgesellschaft mbH, Alfstedt, Herrn Ulf Steffens, beauftragt, die Baugrundverhältnisse an den Anlagenstandorten und den Kranstellflächen zu untersuchen und im Hinblick auf die Gründung in einem Geotechnischen Entwurfsbericht zu bewerten.

Außerdem sollte der spezifische Erdwiderstand nach der Wenner-Methode gemessen werden.

1. Unterlagen

Zur Durchführung der Untersuchungen erhielten wir folgende Unterlagen:

- Übersichtslageplan Enercon, WP Alfstedt 2 x E-138 EP3 E3, 160 m HT, 09.08.2023, Maßstab 1 : 3000,
- Lageplan Standort 27432 Alfstedt, Stand 04.08.2023, Maßstab 1 : 5.000
- Max Bögl, Fundamentdatenblatt E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01 Flachgründung, Projekt-Nr. 21683-E22, Documentnummer D00272545, Flachgründung mit Auftrieb, Datum 11.11.2022
- Max Bögl, Schalplan Fundament d = 22,50 m, E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01, Projekt-Nr. 21683, 28.04.2022
- Technische Beschreibung Fundament E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01

2. Angaben zum Bauwerk

Bei einer Flachgründung erfolgt die Gründung über Kreisfundamente mit einem Fundamentdurchmesser von 22,50 m und einer Fundamenthöhe von 2,60 m. Die Fundamentunterkante liegt bei 0,70 m unter Geländeoberkante. Das Fundament erhält eine bis 0,10 m unter Fundamentoberkante reichende allseitige Aufschüttung.

Der anstehende Baugrund muss eine maximale Randdruckspannung von $\delta_{max,BS-P}$ = 267 kN/m² bzw. $\delta_{max,BS-A}$ = 317 kN/m² aufnehmen können.

Für geotechnische Nachweise bzw. Ermittlung der maximalen Kantenpressungen wurden den Planunterlagen folgende charakteristischen Lasten (*mit Fundamenteigengewicht, ohne Bodenauflast und Auftrieb*) entnommen (*Tabelle 1*):

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Lastfall (LF)	BS-P	BS-T	BS-A
Normalkraft, vertikal, Vk [kN]	33036	33036	32507
Querkraft, horizontal, Hk [kN]	1404	881	1495
Biegemoment Mb,k [kN]	171153	124207	193357

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwerte (γ_F = 1,0).

Tabelle 1: Charakteristische Lastfälle für Fundamente Flachgründung.

Erdüberschüttung und Auftrieb sind in den angegebenen Werten nicht enthalten und müssen entsprechend der Normalkraft addiert werden. Das Gewicht der Erdüberschüttung ergibt sich mit 6711 kN. Bei Auftrieb ist eine Reduktion um 1217 kN zu berücksichtigen.

Für die elastische Fundamenteinspannung zwischen Fundament und Baugrund ist eine Mindestdrehfedersteifigkeit des Gesamtsystems (*Turm und Gründung*) von kphi,dyn = 310 000 MNm/rad bzw. kphi,stat = 50 000 MNm/rad einzuhalten.

Für die maximale Schiefstellung infolge Baugrundsetzungen (*Setzungsdifferenzen*) gilt bezogen auf den Außendurchmesser eine maximale Setzungsdifferenz von $\Delta s \leq 3$ mm/m. Bei einem Fundamentdurchmesser von 22,50 m entspricht dies $\Delta s \leq 6{,}75$ cm.

Die UTM-Koordinaten (*UTM ETRS84 Zone 32*) des Anlagenmittelpunktes wurden den Planunterlagen und die Geländehöhe dem NiBIS-Kartenserver wie folgt entnommen (*Tabelle 2*):

Standort	Anlagentyp	Rechtswert	Hochwert	Geländehöhe (mNN)
WEA 1	E-138 EP3 E3, 160 mNH	503961	5934383	5,3
WEA 2		503950	5934733	4,0

Tabelle 2: Anlagentyp, Koordinaten und ungefähre Geländehöhen.

II. DURCHGEFÜHRTE UNTERSUCHUNGEN

Zur Erkundung der Baugrundverhältnisse wurden am 29.04.2024 je Anlagenstandort zwei Kleinbohrungen/Rammkernsondierungen (*RKS 1-1 bis RKS 2-2*) bis 10,00 m unter Geländeoberkante abgeteuft. Eine Bohrung wurde am Fundamentrand in Richtung Kranstellfläche und die andere am gegenüberliegenden Fundamentrand abgeteuft.

Durch die Fugro Consult GmbH, Lilienthal, wurden in einem Abstand von ca. 12,0 m vom Mittelpunkt entfernt und in etwa gleichmäßig um den Umfang verteilt vier elektrische Drucksondierungen bis 12,0 m bzw. 30,0 m unter Gelände durchgeführt (*CPT 1-N bis CPT 2-W*).

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Wegen dicht gelagerte Sande in den Endteufen bzw. Sondierhindernissen (*Steine?*) mussten am Standort der WEA 2 einige Drucksondierungen abgebrochen werden.

Der Baugrund an den Kranstellflächen (*KSF*) wurde durch jeweils eine Drucksondierung (*CPT 1-K und CPT 2-K*) bis 10,0 m unter Ansatzpunkt und je eine Rammkernsondierung (*RKS 1-K bis RKS 2-K*) bis 5,00 m unter GOK untersucht.

Die Lage der Sondieransatzpunkte ist in Anlage 1 dargestellt. Die erbohrten Bodenprofile wurde entsprechend DIN 4022 ingenieurgeologisch vor Ort angesprochen und in ein Schichtenverzeichnis aufgenommen. Die Ergebnisse sind in Anlage 2.1-2.4 als Bohrprofile nach DIN 4023 zusammen mit den Drucksondierdiagrammen dargestellt. Die Drucksondierprotokolle liegen in Anlage 3 vor.

An einer exemplarisch ausgewählten Bodenprobe aus den Sanden wurde die Körnungslinien nach *DIN EN ISO 17892-04* nach nassem Abtrennen der Feinanteile ermittelt (*Anlage 4*).

Die Bohrungen der Standorte wurden zu temporären Grundwasserpegeln ausgebaut, jeweils eine Grundwasserprobe entnommen und im Labor auf den chemischen Angriffsgrad nach DIN 4030 analysiert (*Anlage 5*).

Die Setzungs- und Grundbruchermittlungen sowie die Berechnungen der Drehfedersteifigkeiten für eine Flachgründung sind als Anlage 6.1-6.6 beigefügt.

Eine hydraulische Berechnung liegt in Anlage 7 vor..

In Anlage 8 ist das Protokoll der Wenner-Sondierungen mit Messung des spezifischen Erdwiderstandes aufgeführt.

III. BODEN- UND GRUNDWASSERVERHÄLTNISSE

1. Boden

Nach der Kartenserie Geologie vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Geologische Karte 1 : 50 000, stehen im Untersuchungsgebiet weichselzeitlicher Geschiebedecksand (*Fein- bis Mittel- oder Grobsand*) über drentheeiszeitlichem glaziofluviatilen Schmelzwassersanden (*Fein- bis Mittelsand*) an. Örtlich kann eine holozäne Torfauflage vorliegen.

Das Gelände ist in etwa eben und die Höhe der Geländeoberkante liegt bei etwa 4 mNHN bis 5 mNHN.

Die Bewertung der Lagerungsdichte der anstehenden **Sande** kann gem. Normen-Handbuch Eurocode 7, 2011, Band 2, Anhang D, Tabelle D.1 wie folgt vorgenommen werden:

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Lagerungsdichte	Spitzenwiderstand (qc) (aus CPT) MN/m²	Wirksamer Reibungswinkel (φ')
Sehr locker	0,0 bis 5	29 bis 32
locker	2,5 bis 7,5	32 bis 35
mitteldicht	7,5 bis 15,0	35 bis 37
dicht	15,0 bis 20,0	37 bis 40
sehr dicht	> 20,0	40 bis 42

Tabelle 3: Korrelation Lagerungsdichte, Spitzenwiderstand und Reibungswinkel.

Nach den vorliegenden Bohrprofilen und den Drucksondierdiagrammen kann die **grundsätzliche Bodenschichtung** an den **geplanten Standorten und den Kranstellflächen** wie folgt zusammengefasst werden (*vgl. Tabelle 4*):

Tiefe (bis m u. GOK min./max.)	Mächtigkeit (m)	Bodenschicht (Spitzendruck qc in MN/m²)	nicht bindig/ bindig	Baugrund-eigen-schaften
0,30-0,70	0,30-0,70	**Mutterboden,** Sand, schluffig, humos **(-)**	-	nicht geeignet
12,00/ 14,00 (WEA 1) 17,00 (WEA 2)	12,00-17,00	**Fein- bis Mittelsand**, z. T. schwach grobsandig oder kiesig Überwiegend mitteldicht bis dicht; Auflockerungszonen möglich (qc = 10-25, Auflockerungszonen: (qc = 5)	nicht bindig	Geeignet bis gut
> 30,00	> 12,00	**Schluff dicht gelagert bzw. halbfest (qc = 5-15)**	bindig	gut geeignet

Tabelle 4: Bodenprofil an den Anlagenstandorten und Kranstellflächen.

Unterhalb des Oberbodens bzw. humoser Deckschichten stehen bis 12,00 m bzw. 17,00 m unter GOK erwartungsgemäß nach den geologischen Kartenunterlagen glaziofluviatile Sande an. Darunter folgen bis zur maximalen Aufschlusstiefe der Drucksondierungen von 30,0 m unter GOK schluffig-tonige Schichten bei denen es sich möglicherweise um Geschiebemergel handelt.

Nach den vorliegenden Baugrunderkundungen wurden typische norddeutsche Sedimente angetroffen. In tieferen Profilbereichen (> 10,0 m) wurden keine unkonsolidierten Weichschichten wie Auesedimente oder humose Böden wie Torf bzw. Mudde erbohrt. Der tiefere Untergrund besteht aus dicht gelagerten Sanden und konsolidiertem Schluff (*Geschiebemergel?*). Der Baugrund ist mit den vorliegenden Aufschlüssen gemäß Enercon-Spezifikation ausreichend erkundet.

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

2. Grundwasser

Bei den Bohrarbeiten im April 2024 wurde Grundwasser innerhalb der Sande je nach Geländehöhe und lokaler Wasserdurchlässigkeit ab 1,07 m bzw. 1,62 m unter Geländeoberkante festgestellt. Bezogen auf mNHN entspricht dies etwa 3 mNHN bzw. 4 mNHN. Es handelt sich um einen zusammenhängenden, geschlossenen Grundwasserkörper.

Aus den hydrogeologischen Kartenunterlagen des LBEG, Hannover, Maßstab 1 : 200 000, kann die mittlere, entspannte Grundwasseroberfläche mit Werten zwischen 1 mNN und 2,5 mNN abgeleitet werden. Die im April 2024 gemessenen Grundwasserstände liegen oberhalb der Angaben der hydrogeologischen Kartenunterlagen.

Die Höhenlage der Grundwasseroberfläche kann je nach Jahreszeit und vorausgegangenen Niederschlagsmengen stark schwanken. Langfristige Grundwasserstandsbeobachtungen liegen uns vom Untersuchungsgelände nicht vor. Daher kann der Grundwasserschwankungsbetrag nur abgeschätzt angegeben werden. Der Winter 2023/2024 und das Frühjahr 2024 waren ungewöhnlich niederschlagsreich und geprägt von Überflutungsereignissen. Die gemessenen Wasserstände stellen daher mittlere bis hohe Wasserstände dar.

Nach ergiebigen Niederschlagsperioden muss mit einem weiteren Anstieg des Grundwassers um bis zu 0,50 m gerechnet werden. **Als Bemessungswasserstand kann 0,50 m unter Geländeoberkante angenommen werden.**

Die Fundamente der geplanten WEA werden bei 0,70 m unter Geländeoberkante gesetzt. In dieser Tiefenlage ist zumindest zeitweilig mit Grundwasser zu rechnen.

3. Bodenmechanische Laboranalysen

Zur Überprüfung der Bodenansprache am Bohrkern und zur Klassifizierung der anstehenden Bodenarten, wurde an einer exemplarisch ausgewählten Bodenprobe aus den oberen Sanden die Körnungslinie nach DIN 18123 (*Siebanalyse nach nassem Abtrennen der Feinanteile*) ermittelt.

Der kf-Wert wurden aus der Körnungslinien nach HAZEN ermittelt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Standort, Bohrung, Probenummer	Entnahmetiefe (m u. GOK)	Anteil <0,063 mm (M.-%)	Bodenart	kf-Wert (m/s)
WEA 1, RKS 1-2, 1-2-2	0,32-3,00	1,0	Mittelsand, schwach feinsandig, schwach grobsandig	$3{,}3 \times 10^{-4}$

Tabelle 5: Ergebnisse der Körnungsanalyse und kf-Wert.

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Nach DIN 18130 werden in Abhängigkeit vom Durchlässigkeitsbeiwert (*k_f-Wert*) folgende Durchlässigkeitsbereiche unterschieden (*Tabelle 6*):

k_f-Wert (m/s)	Bereich
unter 10^{-8}	sehr schwach durchlässig
10^{-8} bis 10^{-6}	schwach durchlässig
über 10^{-6} bis 10^{-4}	durchlässig
über 10^{-4} bis 10^{-2}	stark durchlässig
über 10^{-2}	sehr stark durchlässig

Tabelle 6: Durchlässigkeitsbereiche nach DIN 18130.

Die anstehenden Sande sind mit einem kf-Wert von 3,3 x 10^{-4} m/s durchlässig bis stark durchlässig.

4. Erdbebenzone

Der Landkreis Rotenburg (*Wümme*) befindet sich nach DIN 4149 in keiner Erdbebenzone. Seismische Aktivitäten und daraus folgende Einwirkungen auf Bauwerke sind in diesem Bereich nicht zu erwarten und werden daher für die weiteren Ausführungen nicht berücksichtigt.

5. Bodenklassifizierung nach DIN 18300/DIN 18196

Für die Ausschreibung der Erdarbeiten können die angetroffenen Bodenarten wie folgt klassifiziert werden (*Tabelle 7*):

Homogenbereich		O1	B3
Bezeichnung		Mutterboden/ Oberboden	Sand
Tiefenbereich m u. GOK		bis 0,30/0,70	Bis ≥12,0
Korngrößen-verteilung	≤ 0,06 mm (%)	1-10	0-5
	>0,06-2,0 mm (%)	90-99	95-100
	>2,0-63 mm (%)	möglich	möglich
Massenanteil an Steinen/ Blöcken	>63-200 mm (%)	-	möglich
	>200-630 mm (%)	-	möglich
Dichte* (g/cm³)		1,6-1,7	1,8-1,9
Undrainierte Scherfestigkeit* (kN/m²)		-	-
Wassergehalt (%)		10-15*	10-15
Lagerungsdichte (%)		15-25	30-50
Organischer Anteil (%)		> 5*	< 2
Bodengruppe, DIN 18196		OH	SE, SW
Altes System DIN 18300: 2002		1	3

*Angaben nach Bodenansprache und Erfahrungswerten geschätzt.
GOK: Geländeoberkante.
Bezeichnung der Homogenbereiche in Anlehnung an ZTVE-STB 17.

Tabelle 7: Bodenklassifizierung nach DIN 18300 und DIN 18196.

Es wurden überwiegend Sandböden (*leicht lösbare Bodenart*) angetroffen.

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

6. Bodenkennwerte

Die Bodenkennwerte wurden nach der Bodenansprache und den durchgeführten klassifizierenden Laborversuchen (*Körnungsanalysen*) zugewiesen. Danach können in Anlehnung an TÜRKE (*1998*), EAU (*2012*) und eigenen Erfahrungswerten die in Tabelle 8 aufgeführten statischen und dynamischen Bodenkennwerte bei erdstatischen Berechnungen zugrunde gelegt werden.

Bezeichnung	Bodengruppe DIN 18196	Lagerungsdichte/ Konsistenz	Wichte erdfeucht/ u. Auftrieb cal γ/ cal γ´ [kN/m³]	Reibungswinkel cal φ [°]	Kohäsion cal-c´ kN/m²	Steifemodul statisch/ dynamisch E_s [MN/m²]	Poissonzahl (-)
Oberboden, Mutterboden, humose Sande	OH	locker/-	16/6	keine Angabe, da nicht gründungsrelevant			
Glaziofluviatile **Fein- bis Mittelsand**	SE, SW	locker/ -	18/10	32,5	0	20-30/ 120-150	0,35
		mitteldicht/ -	19/11	32,5-35	0	40-60/ 160-210	0,32
		Dicht/ -	19/11	35-37,5	0	60-80/ 210-240	0,30
Tieferer Untergrund: **Schluff**	-	halbfest/-	19-20/9-10	27,5-30	20-40	25-50/ 140-200	0,30

Tabelle 8: Bodenkennwerte in Anlehnung an TÜRKE (*1998*), EAU (*2012*), Grundbau Taschenbuch (*5. Auflage*), Ergebnissen der Drucksondierungen und eigenen Erfahrungswerten.

Die **dynamischen** Bodenkennwerte für die Berechnung der Drehfedersteifigkeit des Baugrundes wurden nach den Ergebnissen der **statischen** Baugrunduntersuchung in Anlehnung an das Grundbau Taschenbuch abgeschätzt.

IV. GRÜNDUNGEN

1. Geotechnische Kategorie

Bei der Baugrunduntersuchung wurden durchschnittliche Baugrund- und Grundwasserverhältnisse aus typischen norddeutschen eiszeitlichen Sedimenten (*Sand*) angetroffen (*Geotechnische Kategorie GK 2 in Anlehnung an DIN 4020*). Grundwasser befindet sich unterhalb der Gründungssohle.

Bei Windenergieanlagen handelt es sich um Bauwerke mit zyklischen Einwirkungen und hohen und dynamischen Lasten, hohem Sicherheitsanspruch und ungewöhnlichen Lastkombinationen (*Geotechnische Kategorie GK 3 in Anlehnung an DIN 4020*).

2. Auswertung und Bewertung

Die planmäßige Gründungsebene der geplanten Windenergieanlagen befindet sich gemäß den vorliegenden Unterlagen bei 0,70 m unter Geländeoberkante. An den geplanten Standorten ist der humose Oberboden aus dem Gründungsbe-

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

reich restlos abzuschieben. Dazu sind Aushubtiefen von 0,30 m bis 0,70 m zu veranschlagen. Darunter stehen überwiegend mitteldicht gelagerte Sande an.

Zum Ausgleich von unterschiedlichen Lagerungsdichten und zur Lastverteilung ist unter dem Fundament eine **Schotterausgleichsschicht (*Mineralgemisch 0/32*) in einer Stärke von 0,50 m** vorzusehen. Verdichtungsanforderungen siehe Kapitel VI.3.

Entscheidend für die Gründungsempfehlung ist, ob die zulässigen Setzungen bzw. Setzungsdifferenzen von Δ s = 6,75 cm, die Grundbruchsicherheit μ < 1,00 sowie die Drehfedersteifigkeit von $k_{phi,dyn}$ ≥ 310 000 MNm/rad und $k_{phi,stat}$ ≥ 50 000 MNm/rad eingehalten werden. Die Setzungs- und Grundbruchberechnungen sowie die Ermittlung der Drehfedersteifigkeiten liegen Anlage 6.1-6.6 vor.

Mit dem im Fundamentdatenblatt angegebenen charakteristischen Lasten für die Lastfälle BS-P und BS-A wurden folgende Setzungen, Setzungsdifferenzen und Grundbruchsicherheiten ermittelt (*Tabelle 9*):

Standort	Lastfall	Setzungen (cm)		Setzungsdifferenz (cm) Soll: <6,75	Ausnutzung Grundbruchsicherheit (-) Soll: < 1,00	Drehfeder (MNm/rad)	
		min	max			statisch soll: ≥50.000	dynamisch soll: ≥310.000
WEA 1	BS-P	0,4	4,5	4,1	0,192	78.632	339.035
	BS-A	0,3	4,9	4,6	0,228		
WEA 2	BS-P	0,3	4,9	4,6	0,198	70.596	445.771
	BS-A	0,2	5,4	5,2	0,235		

Tabelle 9: Setzungen, Setzungsdifferenzen und Grundbruchsicherheit, Drehfedersteifigkeit.

Die zulässigen Setzungen und Setzungsdifferenzen werden eingehalten. Die Anforderungen an die Drehfedersteifigkeit werden erfüllt. Die Grundbruchsicherheit ist gegeben.

Die WEA 1 und WEA 2 können flach gegründet werden.

3. Zusammenfassung der Gründungsempfehlungen

Die Gründungsempfehlungen können wie folgt zusammengefasst werden (*Tabelle 10*):

Standort	Anlagentyp	Gründungstiefe (m u. GOK)	Aushubtiefe (m u. GOK)	Gründungsempfehlung
WEA 1	E-138 EP3 E3, 160 mNH	0,70	1,20	Flachgründung + 0,50 m STS + 0,10 m SBS
WEA 2		0,70	1,20	Flachgründung + 0,50 m STS + 0,10 m SBS

*STS = Schottertrag- bzw. -ausgleichsschicht, SBS = Sauberkeitsschicht.

Tabelle 10: Zusammenfassung der Gründungsempfehlungen.

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

V. KRANSTELLFLÄCHEN UND ZUWEGUNG

Der Herstellung der **Kranstellfläche** kommt auch aus sicherheitstechnischen Gründen besondere Bedeutung zu. Die zum Einsatz kommenden Kräne können eine Stützlast von ≥ 200 t aufweisen, die über Lastverteilerplatten auf die Kranstellfläche übertragen werden.

Die Kranaufstellflächen befinden sich auf bisher unbefestigter Fläche. Der bis 0,70 m mächtige Oberboden ist unter Berücksichtigung eines seitlichen Überstandes von 45° abzuschieben.

Falls es Hinweise auf Tiefumbruch der Flächen gibt, kann entsprechender Mehraushub erforderlich werden.

Unter dem Oberboden stehen tragfähige, mitteldicht gelagerte Sande an.

Grundsätzlich kann der Aufbau flach auf den Kranstellflächen mit einem Standardaufbau erfolgen.

Zur Befestigung kann für die unteren Lagen Füllsand (*SE, SW, gem. DIN 18196*) vorgesehen werden. Darauf erfolgt für die Befestigung der Kranstellflächen der Einbau einer mindestens 0,30 m mächtigen Schottertragschicht (E_{v2} ≥ *120 MN/m²*, $E_{v2}/E_{v1} \leq 2{,}30$).

Zusätzlich sind unter den Aufstandsflächen des Krans ausreichend dimensionierte Lastverteilungsmatten erforderlich. Für einen abschließenden Gründungsvorschlag sind nach Vorliegen der Krandaten Grundbruchberechnungen erforderlich.

VI. HINWEISE ZUR BAUAUSFÜHRUNG

1. Baugrube, Böschungen

Für den Aushub der Baugruben gilt DIN 4124. In den oberflächennah anstehenden Sanden kann die Böschung mit 45° geneigt hergestellt werden.

Die planmäßige Gründungstiefe der Fundamente ist bei 0,70 m unter Geländeoberkante. Unter Berücksichtigung einer 0,10 m starken Sauberkeitsschicht und 0,50 m Schotterausgleichsschicht ergibt sich eine Aushubtiefe von 1,30 m unter GOK.

2. Wasserhaltung

Bei den Bohrarbeiten im April 2024 wurde Grundwasser ab 1,07 m bzw. 1,62 m unter Geländeoberkante festgestellt. Bei den vorgesehenen Aushubtiefen bis ca. 1,30 m unter GOK kann bei hohen Grundwasserständen eine geschlossene Grundwasserhaltung über Vakuumfilter oder Tiefendränage erforderlich werden. Die anstehenden grobsandigen Mittelsande sind gut wasserdurchlässig. Bei einer Grundwasserhaltung ist mit einem ständigen und ergiebigen Wasserandrang zu rechnen. Andererseits kann Niederschlagswasser gut versickern.

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Für eine exemplarische hydraulische Berechnung wurden die Verhältnisse der WEA 2 mit einem Grundwasserstand bei 0,50 m unter Geländeoberkante (*GOK*) herangezogen (*Anlage 7*).

Die anstehenden Sande sind mit kf = 3,3 x 10^{-4} m/s gut durchlässig.

Die anfallende Wassermenge für die Anlagenstandorte kann mit

$$Q = 6{,}79\ m^3/h$$

kalkuliert werden.

Die Reichweite kann mit R = 71 m veranschlagt werden. Da bei den Berechnungen von Grundwasserhöchststände ausgegangen wurde, ist die wirksame Reichweite deutlich geringer und kann mit Rw ≤ 20 m veranschlagt werden.

Die angegebenen Wassermengen dienen der ersten Kalkulation. Die tatsächlich anfallenden Wassermengen können aufgrund der abweichenden natürlichen Verhältnisse von den mit vereinfachten Modellannahmen rechnerisch ermittelten Werten deutlich nach oben oder unten abweichen. Der Nachweis der Reichweite und der Wassermengen ist nicht als Ausführungsanleitung für die Wasserhaltung zu verstehen.

Zur Aufnahme der anfallenden Wassermengen ist für eine geeignete Vorflut und für eine Einleitgenehmigung bei den zuständigen Behörden zu sorgen.

3. Seitliche Fundamentanfüllung, Fundamentüberdeckung, Wiederverwendung Bodenaushub, Verdichtung

Für das Lastverteilungspolster im Fundamentbereich ist ein Mineralgemisch, Schotter Körnung 0/45 oder 0/32, vorzusehen.

Um eine ausreichende Dichte zu erreichen ist der Bodenaustausch lagenweise (*d = max. 0,30 m*) mit einem mindestens mittelschweren Flächenrüttler und mindestens drei bis fünf Übergängen je Lage gleichmäßig verdichtet auf 100 % Proctordichte einzubauen.

Der beim Bodenaushub anfallende humose Oberboden ist nicht verdichtungsfähig und kann im Gründungsbereich nicht wieder verwendet werden. Entsprechende Ersatzböden z. B. aus Füllsand (*SE, SU, SW, gem. DIN 18196 oder vergleichbare Bodenarten*) sind zum Verfüllen der Fundamentseitenräume und zur Fundamentüberschüttung vorzuhalten. Für eine gleichmäßige Verdichtung muss das Erdbaumaterial einen günstigen Wassergehalt aufweisen. Im Allgemeinen ist dieser im erdfeuchten Zustand gegeben.

Für die Verdichtungsarbeiten gelten die Anforderungen der ZTVE-StB 17. Die ausreichende Verdichtung der eingebrachten Anfüllungen (*Bodenaustausch, Arbeitsraumverfüllungen*) kann z. B. durch Rammsondierungen (*z. B. DPH, gem. DIN EN ISO 22476-2*) oder Lastplattendruckversuche (*DIN 18134*) nachgewiesen werden.

Im Lastplattendruckversuch (*DIN 18134*) sind auf Sand E_{v2} ≥ 80 MN/m^2 und für die Schotterausgleichsschichten E_{v2} ≥ 100 MN/m^2 anzustreben.

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Schotterausgleichsschichten im Bereich der Kranstellflächen (*Mineralgemisch 0/45*) sind entsprechend der Enercon Spezifikation mit einer Verdichtung auf mindestens 103 % der einfachen Proctordichte herzustellen. Zum Verdichtungsnachweis sind im statischen Lastplattendruckversuch *(DIN 18134)* $E_{v2} \geq 120$ MN/m² bei $E_{v2}/E_{v1} \leq 2{,}30$ zu erreichen.

Der Verdichtungserfolg ist durch den ausführenden Unternehmer im Rahmen der Erdbaukontrollprüfungen nachzuweisen und durch die Auftraggeberseite zu kontrollieren.

4. Betonaggressivität des Grundwassers

Es wurde je eine Grundwasserprobe entnommen und im Labor auf ihren Betonangriffsgrad sowie auf den Gesamteisengehalt analysiert.

Folgende Ergebnisse wurden ermittelt (*Tabelle 11*):

Parameter	Analysenergebnisse		Grenzwerte zur Beurteilung nach DIN 4030/Expositionsklasse		
	WEA 1	WEA 2	schwach angreifend/ XA 1	mäßig angreifend/ XA 2	stark angreifend/ XA 3
pH-Wert	**4,8**	**5,4**	6,5 bis 5,5	< 5,5 bis 4,5	< 4,5
CO_2-kalklösend (mg/l)	**59**	**91**	15 bis 40	> 40 bis 100	> 100
Sulfat (mg/l)	31	14	200 bis 600	> 600 bis 3000	> 3000
Ammonium (mg/l)	0,08	0,08	15 bis 30	> 30 bis 60	> 60
Magnesium (mg/l)	6,42	2,61	300 bis 1000	> 1000 bis 3000	> 3000
Bewertung	**XA2**	**XA2**			
Eisen-gesamt	1,29	1,97			

Tabelle 11: Ergebnisse Grundwasseranalysen.

Die vollständigen Analysenergebnisse liegen in Anlage 5 bei.

5. Frischbetoneigengewicht

Die im Gründungsbereich anstehenden Böden aus Sand sind in der Lage das Frischbetoneigengewicht aufzunehmen.

6. Erdspezifischer elektrischer Widerstand

Eine tabellarische Zusammenstellung und das Diagramm der Wenner-Sondierungen zur Messung des erdspezifischen Widerstandes liegen in Anlage 8 vor.

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

VII. SCHLUSSWORT

Die vorliegende Baugrund- und Gründungsbeurteilung beschreibt auf der Grundlage der uns zur Verfügung gestellten Unterlagen die in unmittelbarer Umgebung der punktuellen Bodenaufschlüsse festgestellten Baugrundverhältnisse in geologischer, bodenmechanischer und hydrogeologischer Hinsicht und ist nur für diese gültig. Interpolationen zwischen den Aufschlusspunkten sind nicht statthaft. Die bautechnischen Aussagen beziehen sich auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes bekannten Planungsstand und auf die Ergebnisse der Aufschlussbohrungen. Bei einer wesentlichen Planungsänderung, wie z. B. veränderte Höhenlage des Bauwerkes, oder von den vorstehenden Angaben abweichend festgestellte Baugrundverhältnisse, sollten die getroffenen Aussagen und Empfehlungen überprüft und ggf. an die geänderten Randbedingungen angepasst werden.

Sämtliche Aussagen, Bewertungen und Empfehlungen basieren auf dem im Gutachten beschriebenem Erkundungsrahmen und erheben keinen Anspruch auf eine vollständige repräsentative Beurteilung der Fläche.

Unser Büro ist rechtzeitig für die Baugrubenabnahmen zu benachrichtigen.

Falls sich Fragen ergeben, die im vorliegenden Bericht nicht oder abweichend erörtert wurden, ist der Baugrundgutachter zu einer ergänzenden Stellungnahme aufzufordern.

Vechta, den 25. Juli 2024

Dipl.-Geol. Petra Müller

25. Juli 2024 | 11:00 MESZ

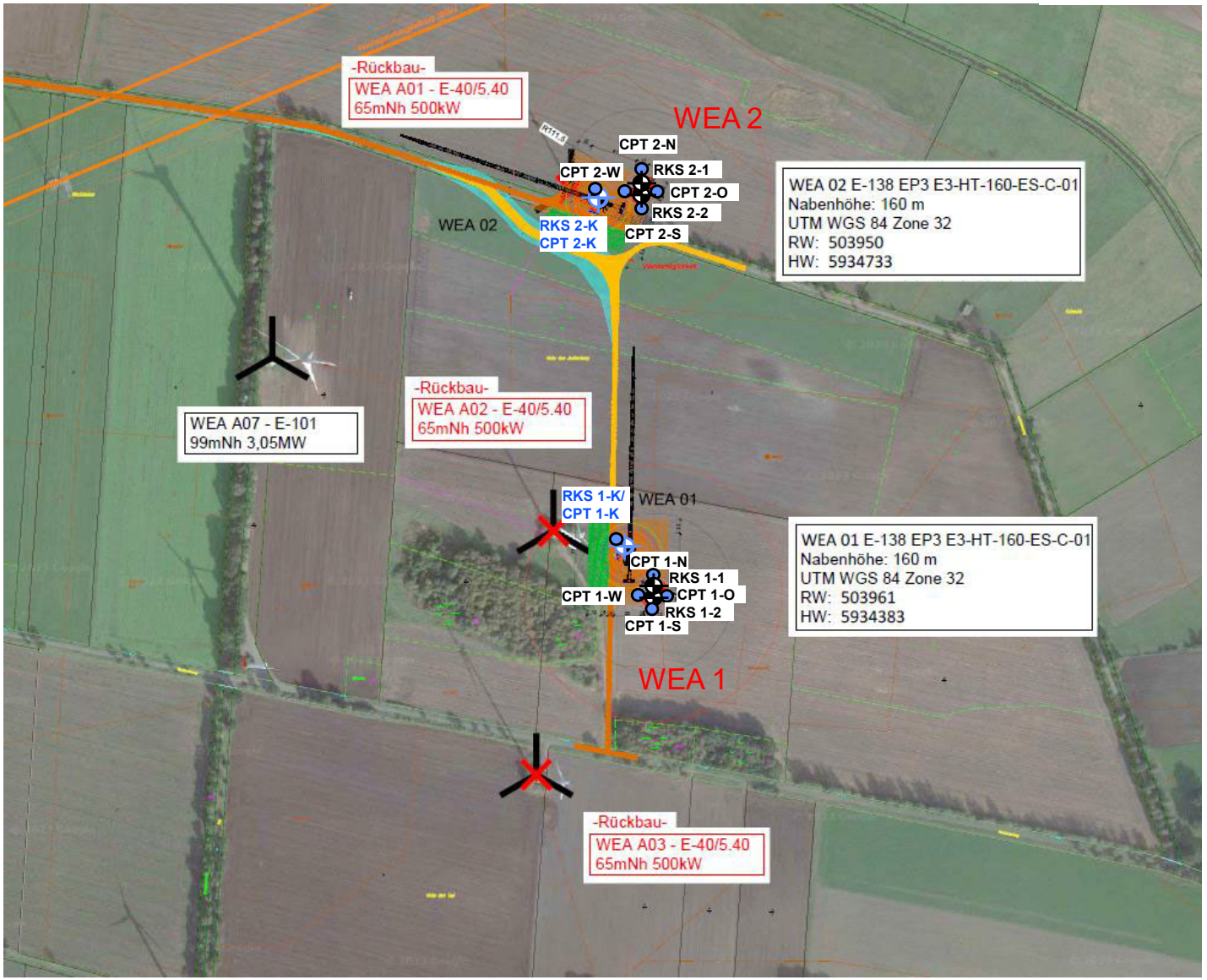
DocuSigned by:
F849DD3E849D4AD...
Dr. Joachim Lübbe

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 1

Lageplan

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



LEGENDE

RKS 1 — **Rammkernsondierung WEA**

CPT 1-N — **Schwere Rammsondierung, WEA**

RKS 1-K/CPT 1-K — **Rammkernsondierung und schwere Rammsondierung, KAF**

INGENIEURGEOLOGIE
DR. LÜBBE

Projekt:	2024-0157 **WP Alfstedt**
Auftraggeber:	**Energie 3000** **Energie- und Umweltgesellschaft mbH** **Hohenfelde 33** **27432 Alfstedt**
Titel:	**Lageplan**
gez.: N. Willers	gepr.: Dipl.-Geol. P. Müller
Datum: **10.06.2024**	Anlage: 1

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 2.1-2.4

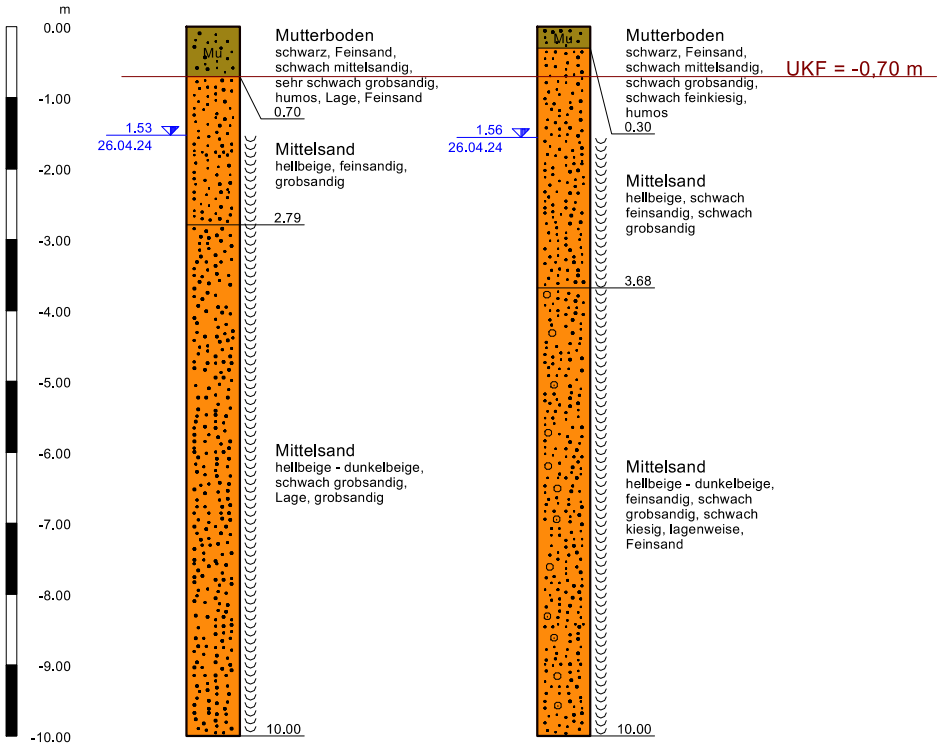
Bohrprofile nach DIN 4023 und
Drucksondierdiagramme nach DIN 4094

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

WEA 1

RKS 1-1

0.00 m



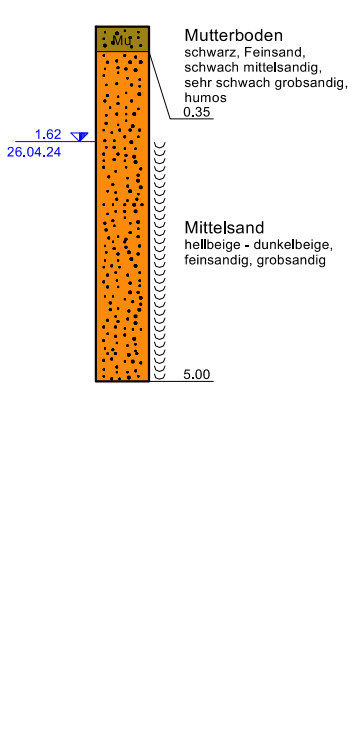
RKS 1-2

0.00 m

KAF

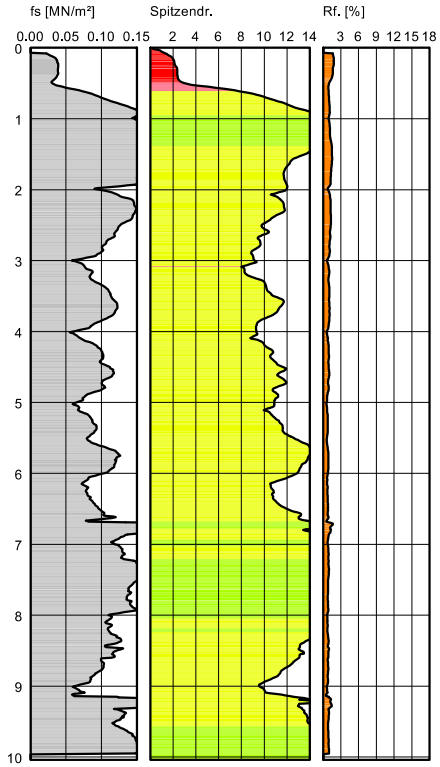
RKS 1-K

0,0 m



CPT 1-K

0,00 m



Konsistenzen

nass

Legende Spitzendruck

- sehr locker
- locker
- mitteldicht
- dicht
- sehr dicht

Legende Reibungsverhältnis

- Kies
- Sand
- Schluff
- Ton
- Torf

LEGENDE:

RKS: Rammkernsondierung

CPT: Drucksondierung

UKF: Unterkante Fundament

1,53 ▽ 26.04.24 Grundwasser m u.GOK / Datum

Projekt:	2024-0157 WP Alfstedt
Auftraggeber:	Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH Hohenfelde 33 27432 Alfstedt
Bearbeiter:	Dipl. -Geol. P. Müller
Maßstab:	Höhe: 1 : 75

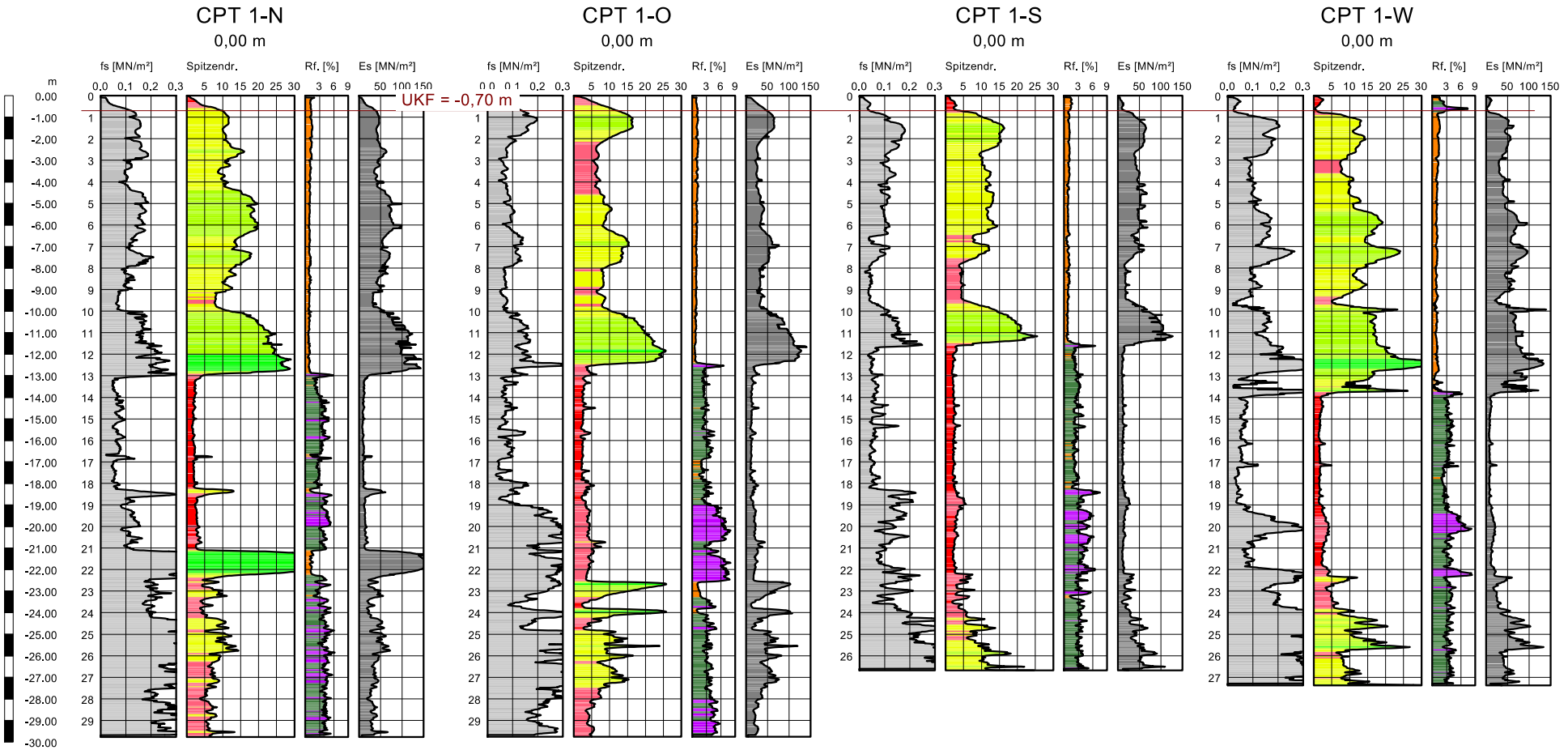
INGENIEURGEOLOGIE
DR. LÜBBE

Titel:
Bohrprofile nach DIN 4023 und
Drucksondierdiagramm nach DIN 4094

Anlage: 2.1

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

WEA 1



Legende Spitzendruck
- sehr locker
- locker
- mitteldicht
- dicht
- sehr dicht

Legende Reibungsverhältnis
- Kies
- Sand
- Schluff
- Ton
- Torf

LEGENDE:

CPT: Drucksondierung

UKF: Unterkante Fundament

Projekt:	2024-0157 WP Alfstedt
Auftraggeber:	Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH Hohenfelde 33 27432 Alfstedt
Bearbeiter:	Dipl. -Geol. P. Müller
Maßstab:	Höhe: 1 : 200

INGENIEURGEOLOGIE
DR. LÜBBE

Titel:
Drucksondierdiagramme nach DIN 4094

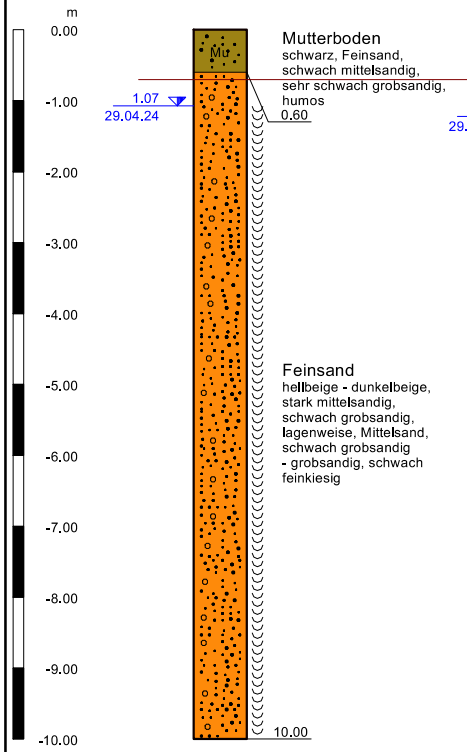
Anlage: 2.2

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

WEA 2

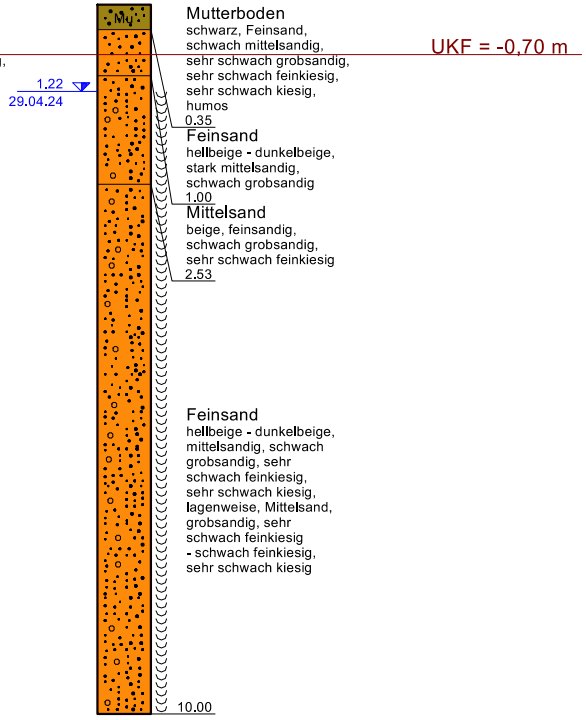
RKS 2-1

0.00 m



RKS 2-2

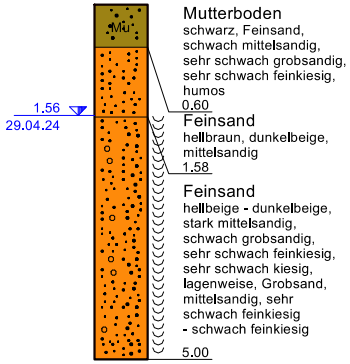
0.00 m



KAF

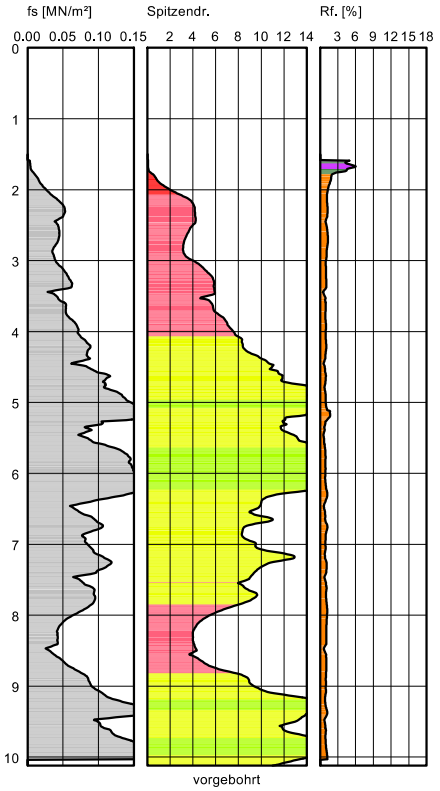
RKS 2-K

0.00 m



CPT 2-K

0,00 m



Konsistenzen

nass

Legende Spitzendruck

- sehr locker
- locker
- mitteldicht
- dicht
- sehr dicht

Legende Reibungsverhältnis

- Kies
- Sand
- Schluff
- Ton
- Torf

LEGENDE:

RKS: Rammkernsondierung

CPT: Drucksondierung

UKF: Unterkante Fundament

1,07 / 29.04.24 Grundwasser m u.GOK / Datum

Projekt:	2024-0157 WP Alfstedt
Auftraggeber:	Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH Hohenfelde 33 27432 Alfstedt
Bearbeiter:	Dipl. -Geol. P. Müller
Maßstab:	Höhe: 1 : 75

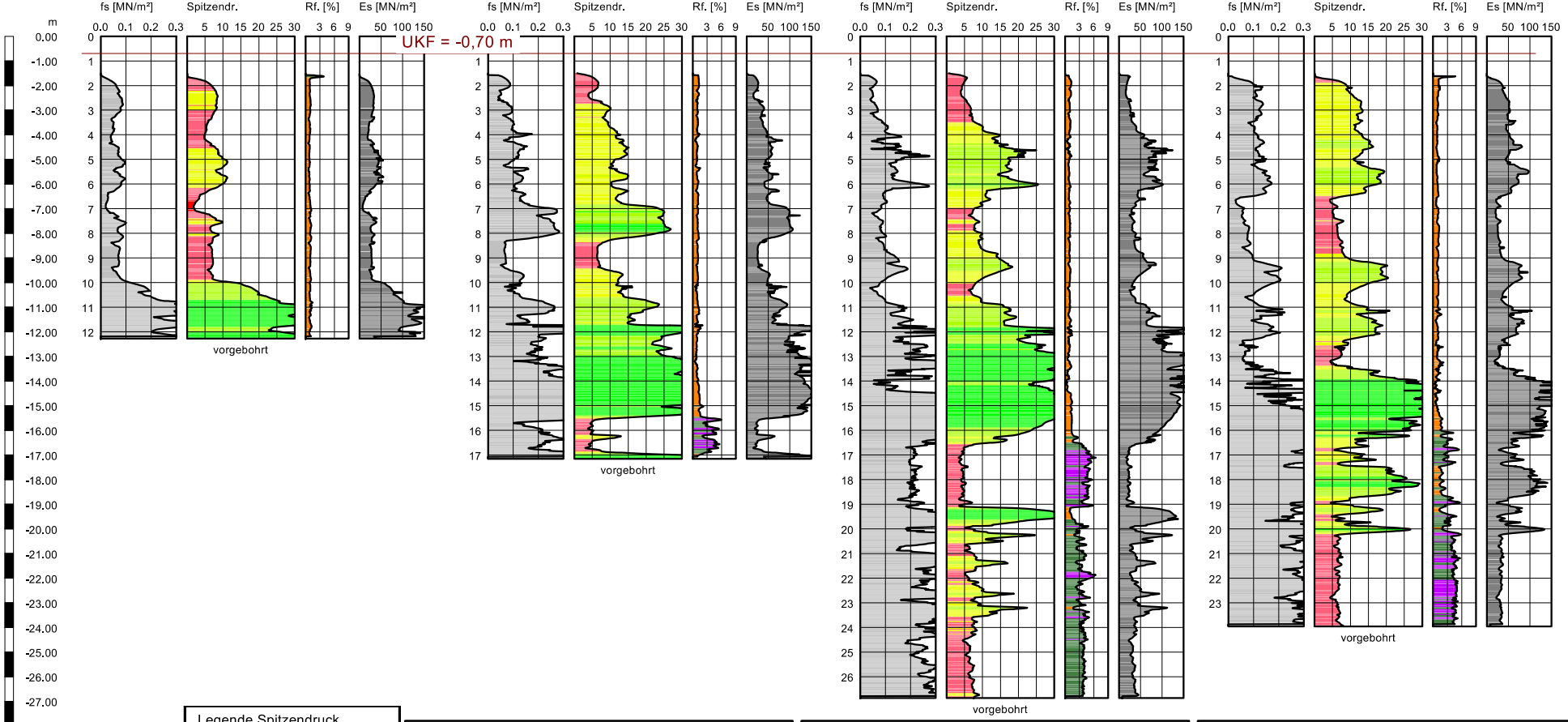
INGENIEURGEOLOGIE
DR. LÜBBE

Titel:
Bohrprofile nach DIN 4023 und
Drucksondierdiagramm nach DIN 4094

Anlage: 2.3

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

WEA 2



Legende Spitzendruck
- sehr locker
- locker
- mitteldicht
- dicht
- sehr dicht

Legende Reibungsverhältnis
- Kies
- Sand
- Schluff
- Ton
- Torf

LEGENDE:

Drucksondierung

UKF: Unterkante Fundament

CPT:

Projekt:	2024-0157 WP Alfstedt
Auftraggeber:	Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH Hohenfelde 33 27432 Alfstedt
Bearbeiter:	Dipl. -Geol. P. Müller
Maßstab:	Höhe: 1 : 175

INGENIEURGEOLOGIE
DR. LÜBBE

Titel:
Drucksondierdiagramme nach DIN 4094

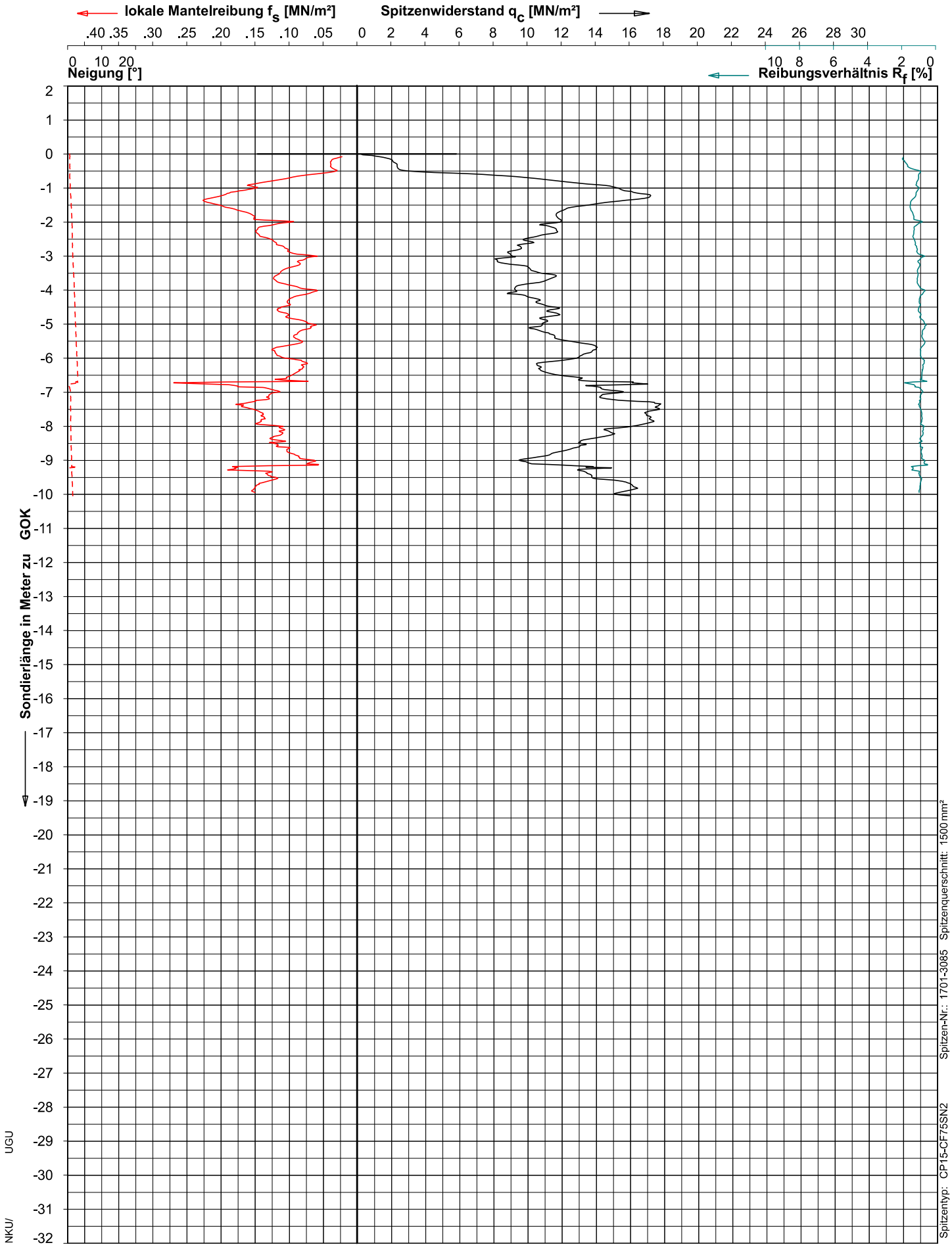
Anlage: 2.4

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 3

Drucksondierprotokolle

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2 Spitzen-Nr.: 1701-3085 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

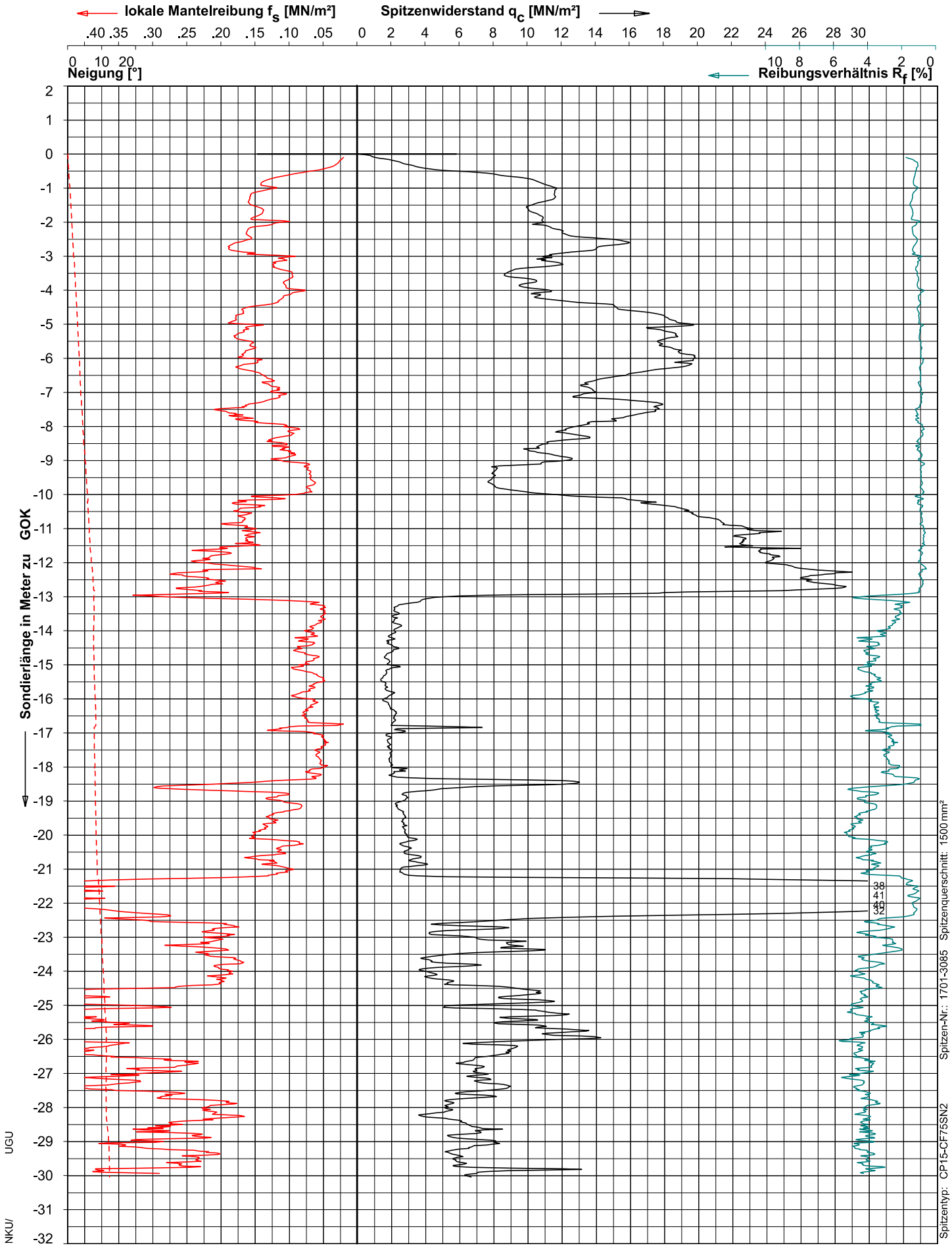
Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Solltiefe
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -10.04 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 01 KSF

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

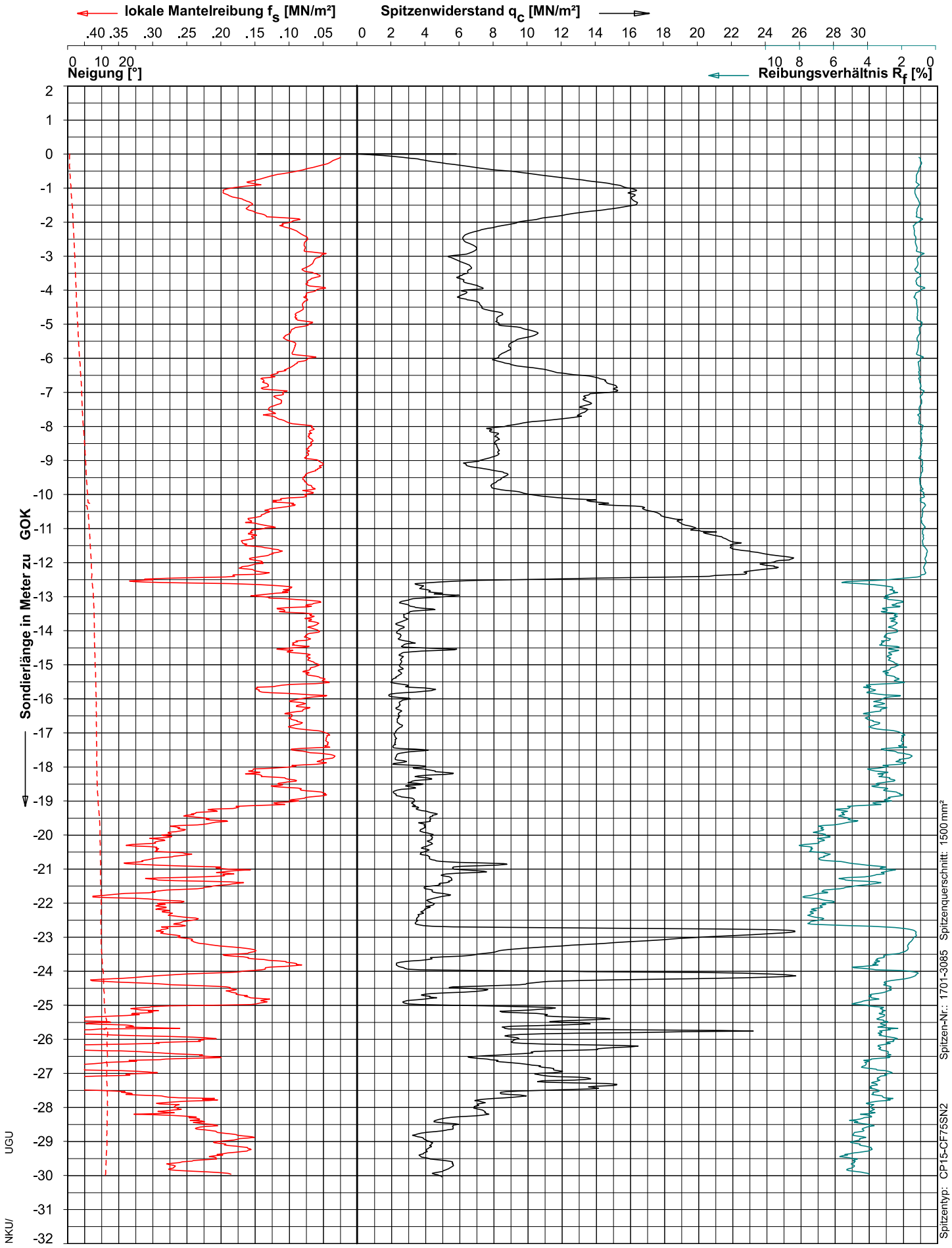
Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

FUGRO
Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Solltiefe
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -30.05 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 01 N

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2 Spitzen-Nr.: 1701-3085 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

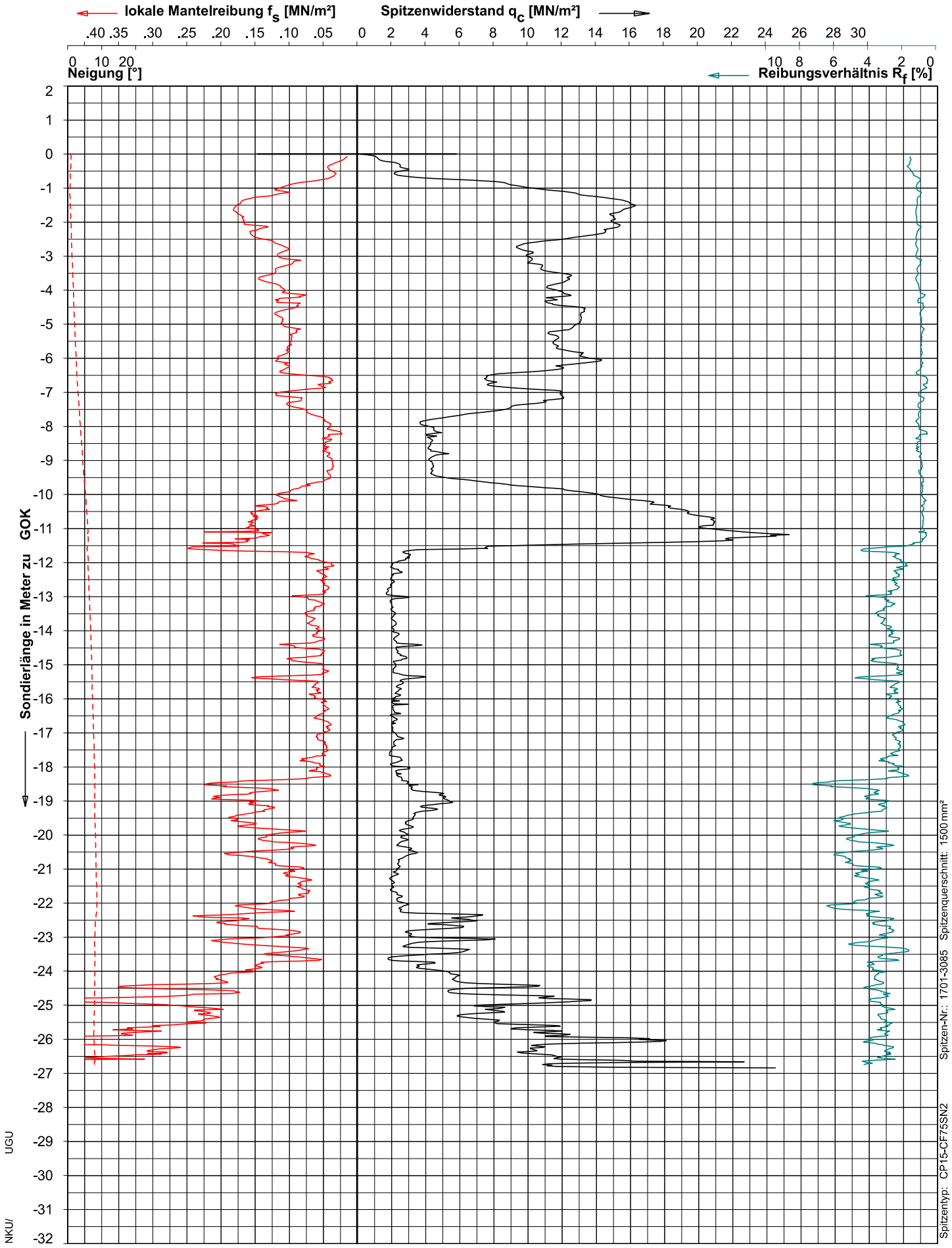
Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

FUGRO
Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Solltiefe
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -30.05 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 01 O

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2
Spitzen-Nr.: 1701-3085 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

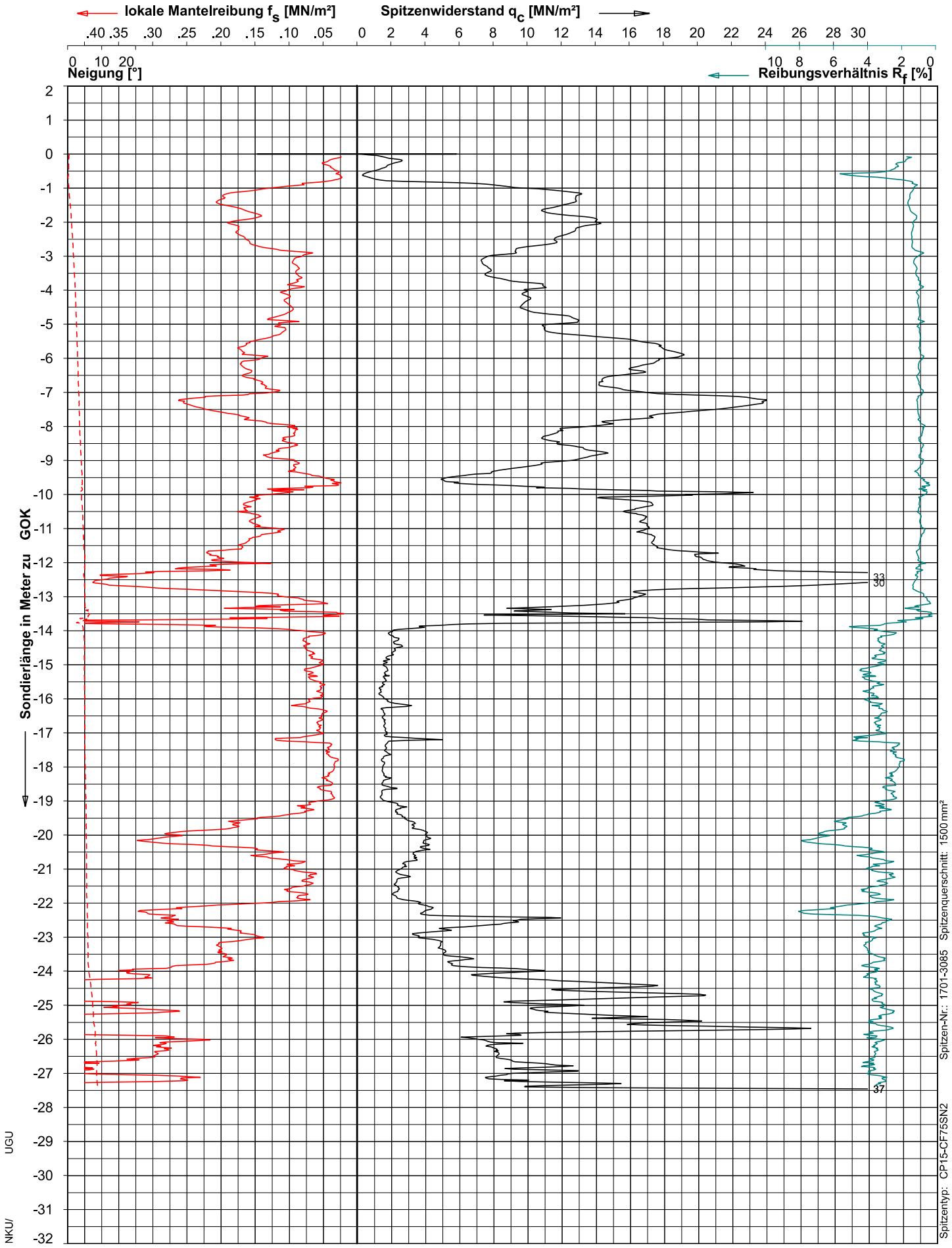
Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -26.84 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 01 S

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2
Spitzen-Nr.: 1701-3085 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

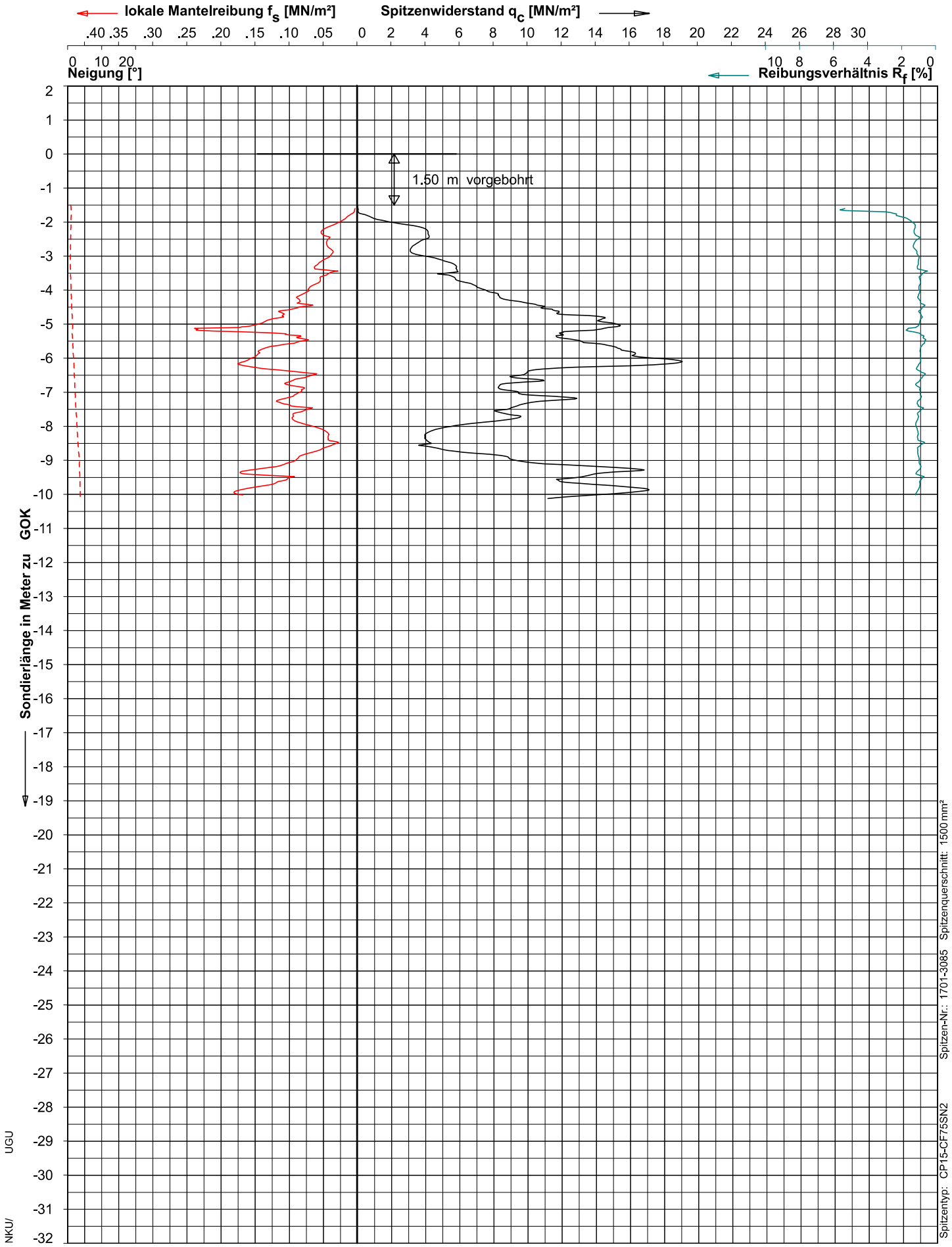
Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -27.47 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 01 W

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

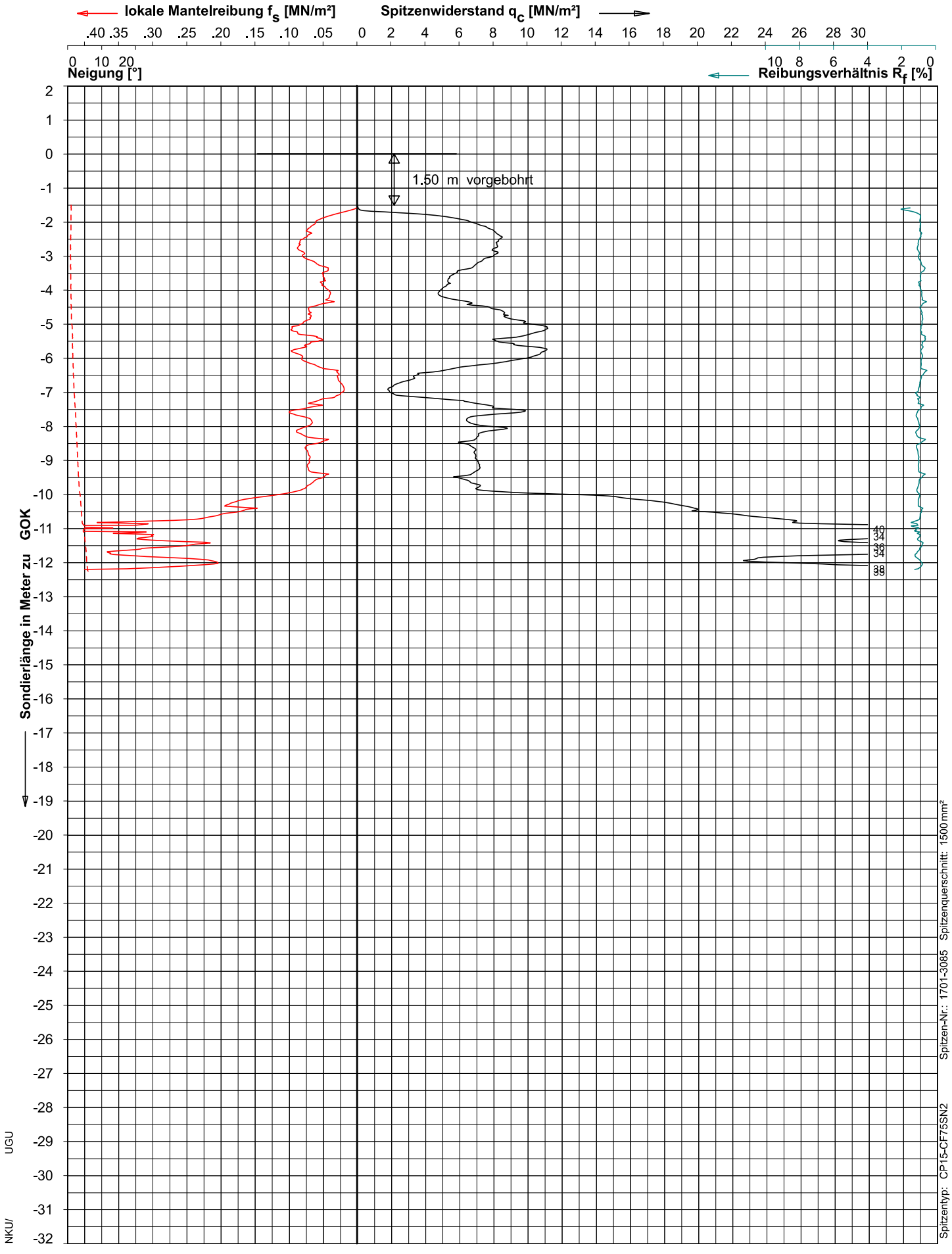
Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2
Spitzen-Nr.: 1701-3085 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
Tel: (04298)93720 Fax: 937220
DIN ISO 9001

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Solltiefe
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -10.13 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 02 KSF

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

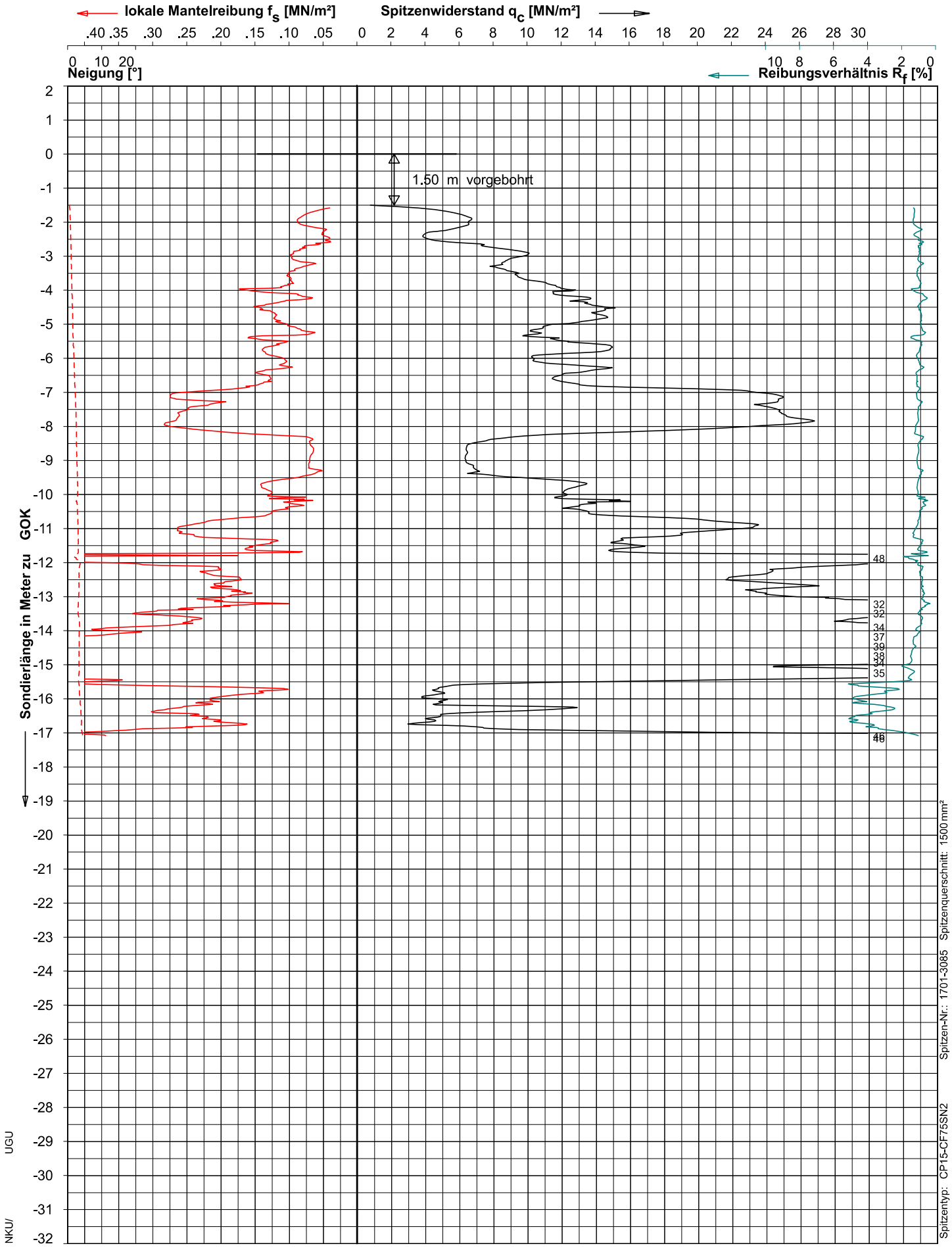
Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2
Spitzen-Nr.: 1701-3085 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -12.29 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 02 N

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

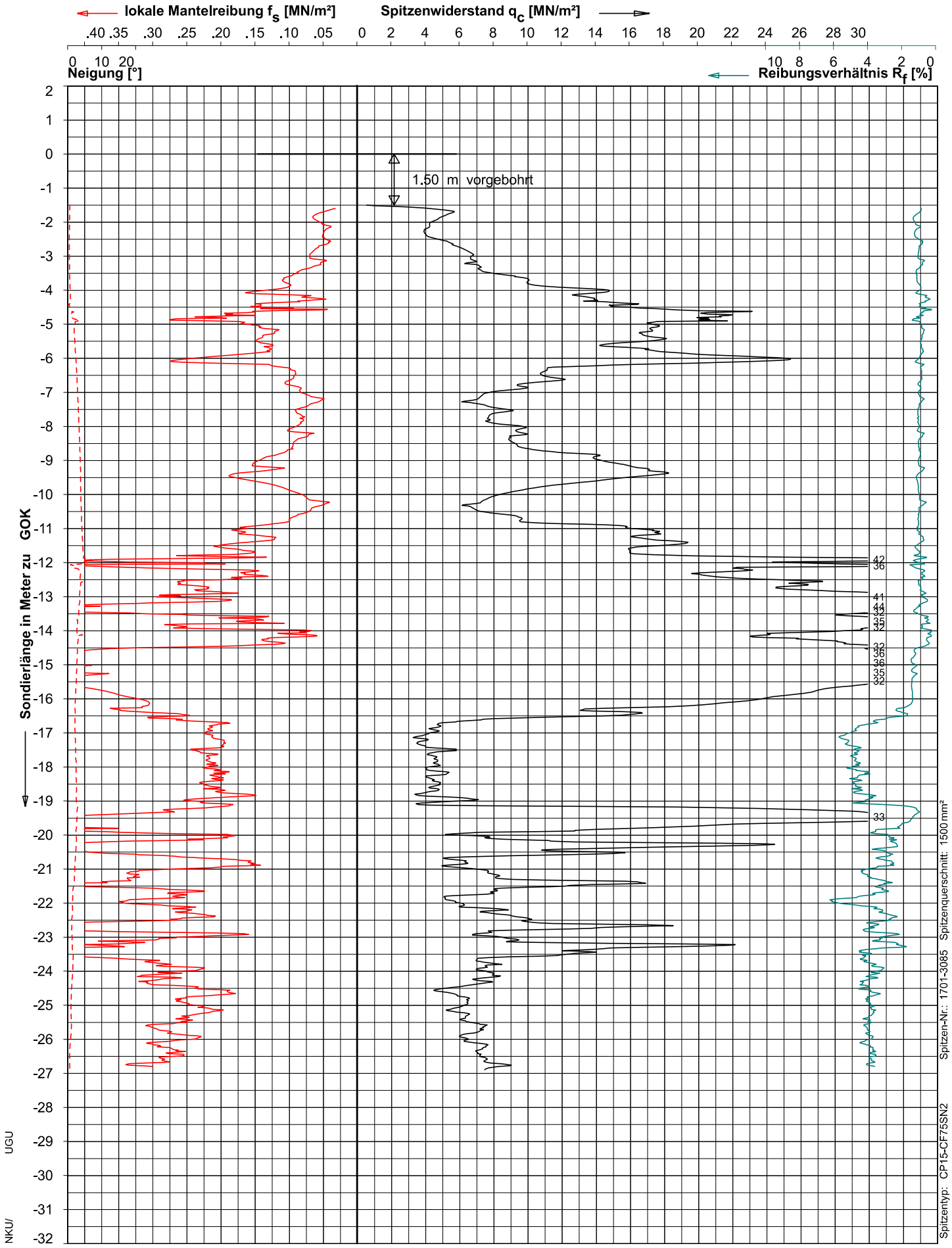
Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

FUGRO
DIN ISO 9001
Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -17.17 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 02 O

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



Spitzentyp: CP15-CF75SN2 DIN EN ISO 22476-1, Klasse 2
Spitzen-Nr.: 1701-3085 Spitzenquerschnitt: 1500 mm²

ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

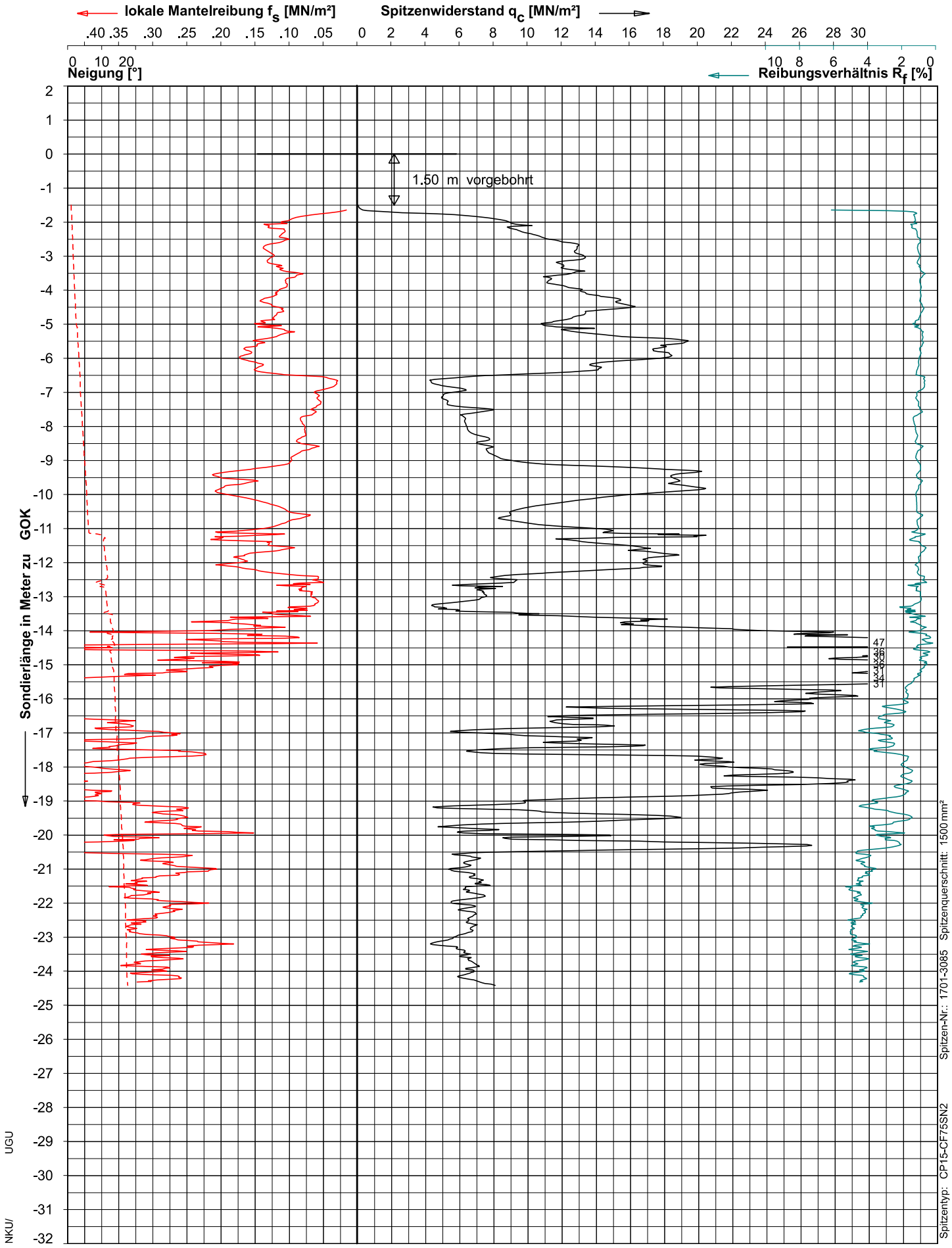
Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -26.90 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 02 S

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



ELEKTRISCHE DRUCKSONDIERUNG

Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25,28865 Lilienthal
DIN ISO 9001 Tel: (04298)93720 Fax: 937220

Datum : 30-04-2024
Sondierende : Auslastung
Gelände : 0.00 m zu GOK
Endteufe : -24.42 m zu GOK

Projekt: 280-24-0171-L
Sondierung : WEA 02 W

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 4

Körnungslinie, DIN EN ISO 17892-04

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

INGENIEURGEOLOGIE
DR. LÜBBE

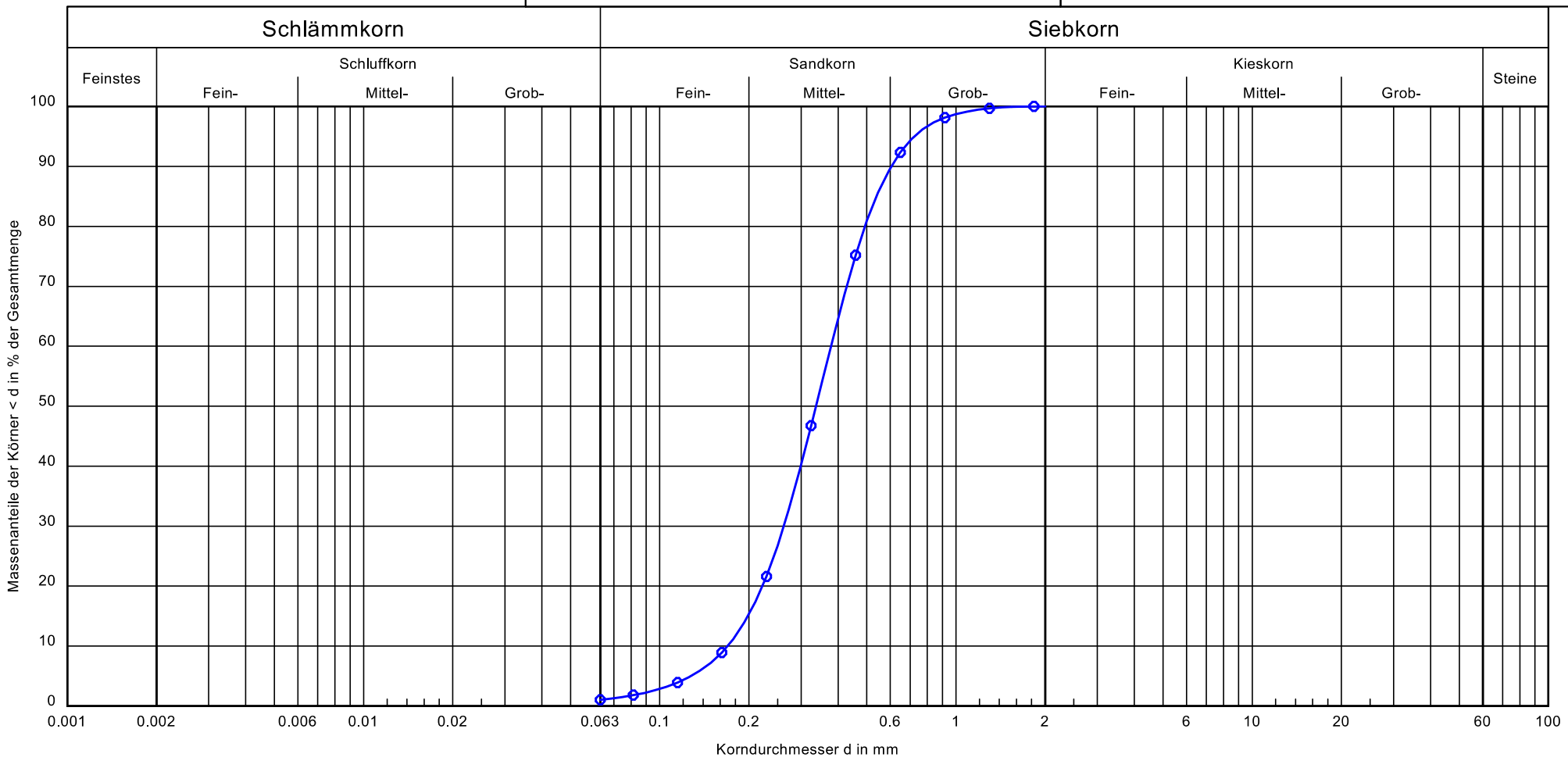
Bearbeiter: J.Stockmann Datum: 19.06.2024

Körnungslinie

WP Alfstedt

WEA 1

Prüfungsnummer: 2024-0157
Probe entnommen am: 26.04.2024
Art der Entnahme: gestört
Arbeitsweise: DIN EN ISO 17892-4



Bezeichnung:	
Bodenart:	mS, fs', gs'
Tiefe:	0,32 - 3,00 m
U/Cc	2.2/1.1
Entnahmestelle:	RKS 1-2
kf (HAZEN):	$3.3 \cdot 10^{-4}$
T/U/S/G [%]:	- /1.0/99.0/ -
Probenart nach:	F1

Bemerkungen:

Bericht: 2024-0157
Anlage: 4

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 5

Analysenergebnisse Grundwasser

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Eurofins Umwelt Nord GmbH - Werner-Nordmeyer-Straße 3 - 31226 Peine

Geoservice Nord
Stieglitzweg 2H
27607 Geestland

Titel:	**Prüfbericht zu Auftrag 12419046**
Prüfberichtsnummer:	**AR-24-GE-004339-01**
Auftragsbezeichnung:	**BV WP Alfstedt WEA1 und WEA2**
Anzahl Proben:	**2**
Probenart:	**Grundwasser**
Probenahmedatum:	**26.04.2024, 29.04.2024**
Probenehmer:	**keine Angabe, Probe(n) wurde(n) an das Labor ausgehändigt**
Probeneingangsdatum:	**06.05.2024**
Prüfzeitraum:	**06.05.2024 - 16.05.2024**

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände. Sofern die Probenahme nicht durch unser Labor oder in unserem Auftrag erfolgte, wird hierfür keine Gewähr übernommen. Dieser Prüfbericht enthält eine qualifizierte elektronische Signatur und darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen in jedem Einzelfall der Genehmigung der EUROFINS UMWELT.

Es gelten die Allgemeinen Verkaufsbedingungen (AVB), sofern nicht andere Regelungen vereinbart sind. Die aktuellen AVB können Sie unter http://www.eurofins.de/umwelt/avb.aspx einsehen.

Anhänge:
XML_Export_AR-24-GE-004339-01.xml

Karsten Goldbach

Niederlassungsleitung
+49 5171 5078984

Digital signiert, 17.05.2024
Wilhelm Behnen
Prüfleitung

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

				Probenbezeichnung		WEA 1	WEA 2
				Probenahmedatum/ -zeit		26.04.2024	29.04.2024
				Probennummer		124067282	124067283
Parameter	**Lab.**	**Akkr.**	**Methode**	**BG**	**Einheit**		
Prüfungen auf Betonaggressivität von Wässern							
Färbung qualit.	FR/u	F5	DIN EN ISO 7887 (C1): 2012-04			gelb	gelb
Trübung (qualitativ)	FR	F5	qualitativ			stark	stark
Geruch (qualitativ)	FR/u	F5	DEV B 1/2: 1971			ohne	ohne
pH-Wert	FR/u	F5	DIN EN ISO 10523 (C5): 2012-04			4,8 [1)]	5,4 [1)]
Temperatur pH-Wert	FR/u	F5	DIN 38404-4 (C4): 1976-12		°C	21,1	20,8
Ammonium	FR/f	F5	DIN ISO 15923-1 (D49): 2014-07	0,06	mg/l	0,08	0,08
Ammonium-Stickstoff	FR/f	F5	DIN ISO 15923-1 (D49): 2014-07	0,05	mg/l	0,06	0,06
Sulfat (SO4)	FR/f	F5	DIN EN ISO 10304-1 (D20): 2009-07	1,0	mg/l	31	14
Magnesium (Mg)	FR/f	F5	DIN EN ISO 17294-2 (E29): 2017-01	0,02	mg/l	6,42	2,61
Kalkaggressives Kohlendioxid	FR/f	F5	DIN 38404-10 (C10): 2012-12	5,0	mg/l	59	91
Prüfungen auf Stahlaggressivität von Wässern							
Säurekapazität pH 4,3 (m-Wert)	FR/u	F5	DIN 38409-7 (H7-2): 2005-12	0,1	mmol/l	< 0,1	0,2
Temperatur Säurekapazität pH 4,3	FR/u	F5	DIN 38404-4 (C4): 1976-12		°C	21,1	20,8
Physikalisch-chemische Kenngrößen							
Geruch, angesäuert (qualitativ)	FR/f	F5	DEV B 1/2: 1971			ohne	ohne
Anorganische Summenparameter							
Säurekapazität nach CaCO3-Zugabe	FR/f	F5	DIN 38404-10 (C10): 2012-12	0,1	mmol/l	2,7	4,3
Elemente aus der Originalprobe							
Eisen (Fe)	FR/f	F5	DIN EN ISO 17294-2 (E29): 2017-01	0,005	mg/l	1,29	1,97

Erläuterungen

BG - Bestimmungsgrenze

Lab. - Kürzel des durchführenden Labors

Akkr. - Akkreditierungskürzel des Prüflabors

Kommentare zu Ergebnissen

[1)] Die Analyse erfolgte nach Probentransport ins Labor. Das Ergebnis kann aufgrund einer erhöhten Messunsicherheit von dem gegebenenfalls bei der Probenahme ermittelten Wert abweichen.

Die mit FR gekennzeichneten Parameter wurden von der Eurofins Umwelt Ost GmbH (Lindenstraße 11, Gewerbegebiet Freiberg Ost, Bobritzsch-Hilbersdorf) analysiert. Die Bestimmung der mit F5 gekennzeichneten Parameter ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 DAkkS D-PL-14081-01-00 akkreditiert.

/u - Die Analyse des Parameters erfolgte in Untervergabe.

/f - Die Analyse des Parameters erfolgte in Fremdvergabe.

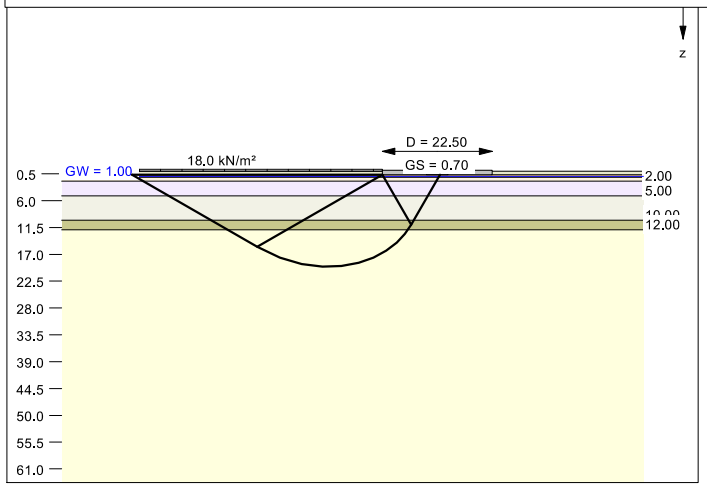
Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 6.1-6.6

Setzungsberechnungen, Grundbuch, Drehfeder

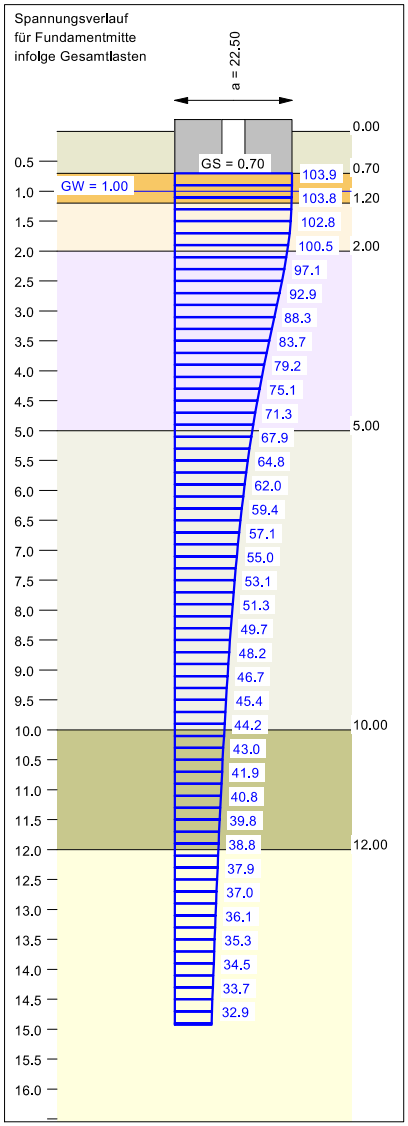
Anlage: 6.1
Projekt-Nr.: 2024-0157

Boden	γ/γ' [kN/m³]	φ [°]	c [kN/m²]	ν [-]	E_s [MN/m²]	κ [-]	Bezeichnung
	18.0/10.0	32.0	0.0	0.00	30.0	1.000	seitl. A, Sand
	21.0/12.0	45.0	0.0	0.00	80.0	1.000	BA, STS
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	50.0	1.000	Sand, md
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	25.0	1.000	Sand, lo
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	60.0	1.000	SAnd, md
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	80.0	1.000	Sand, d
	18.0/9.0	30.0	10.0	0.00	25.0	1.000	Schluff, hf

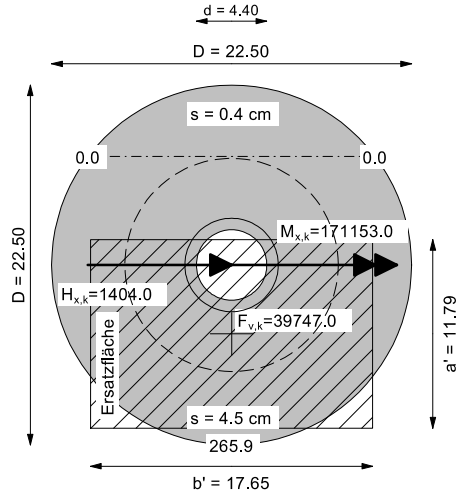


Berechnungsgrundlagen:
WP Alfstedt, WEA 1, BS-P
Grundbruchformel nach DIN 4017:2006
Teilsicherheitskonzept
γ_{Gr} = 1.40
γ_G = 1.35
γ_Q = 1.50
γ (GI) = 1.10
Gleitsicherheit mit φ = 30.00 °

Gründungssohle = 0.70 m
Grundwasser = 1.00 m
Grenztiefe mit p = 20.0 %
——— 1. Kernweite
— — — — 2. Kernweite



Grundriss



Ergebnisse Einzelfundament:
Lasten = ständig / veränderlich
Vertikallast $F_{v,k}$ = 39747.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,x,k}$ = 1404.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN
Moment $M_{x,k}$ = 171153.00 / 0.00 kN·m
Moment $M_{y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN·m
Durchmesser D = 22.500 m
Durchmesser (innen) d = 4.400 m
Unter ständigen Lasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m
Unter Gesamtlasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m

Grundbruch:
Durchstanzen untersucht,
aber nicht maßgebend.
Auflast (Grundbruch) = 18.00 kN/m²
Teilsicherheit (Grundbruch) γ_{Gr} = 1.40
$\sigma_{R,k}$ / $\sigma_{R,d}$ = 1882.2 / 1344.45 kN/m²
$R_{n,k}$ = 391628.97 kN
$R_{n,d}$ = 279734.98 kN
V_d = 1.35 · 39747.00 + 1.50 · 0.00 kN
V_d = 53658.45 kN

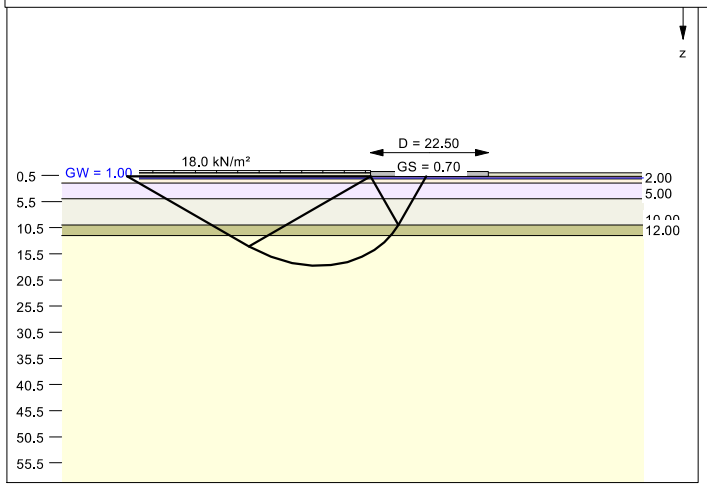
μ (parallel zu y) = 0.192
cal φ = 30.2 °
φ wegen 5° Bedingung abgemindert
cal c = 5.33 kN/m²
cal γ_2 = 10.48 kN/m³
cal σ_0 = 30.60 kN/m²
UK log. Spirale = 19.52 m u. GOK
Länge log. Spirale = 76.60 m
Fläche log. Spirale = 751.86 m²
Tragfähigkeitsbeiwerte (y):
N_{c0} = 30.63; N_{d0} = 18.83; N_{b0} = 10.38
Formbeiwerte (y):
ν_c = 1.355; ν_d = 1.336; ν_b = 0.800
Neigungsbeiwerte (y):
i_c = 0.948; i_d = 0.951; i_b = 0.917

Gleitwiderstand:
Teilsicherheit (Gleitwiderstand) $\gamma_{R,h}$ = 1.10
$N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 39747.00 · tan(30.00°) / 1.10
$R_{t,d} = N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 20861.76 kN
T_d = 1895.40 kN
μ = T_d / $R_{t,d}$ = 0.091

Setzung infolge Gesamtlasten:
Grenztiefe t_g = 14.92 m u. GOK
Setzung (Mittel aller KPs) = 2.42 cm
Setzungen der KPs:
oben = 0.35 cm
unten = 4.49 cm
Verdrehung(x) (KP) = 1 : 459.4
Drehfedersteifigkeit:
$k_{\varphi,x}$ = 78632.4 MN·m/rad

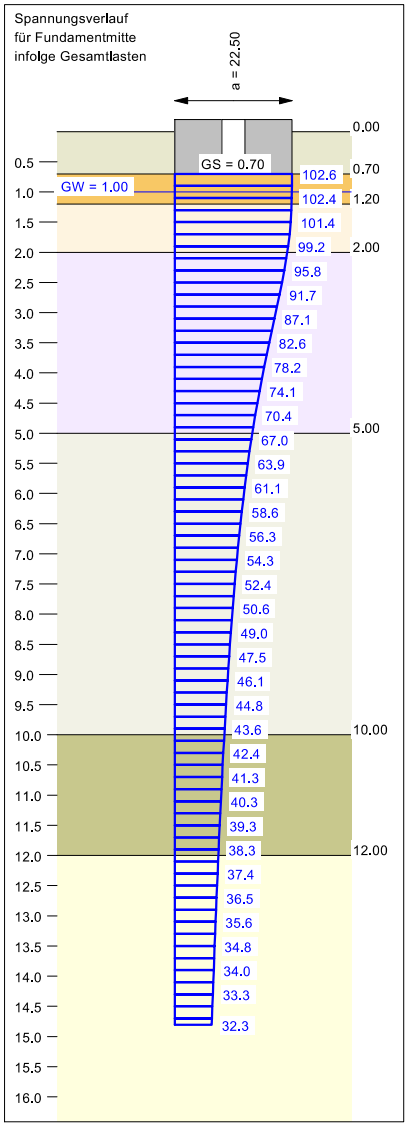
Anlage: 6.2
Projekt-Nr.: 2024-0157

Boden	γ/γ' [kN/m³]	φ [°]	c [kN/m²]	ν [-]	E_s [MN/m²]	κ [-]	Bezeichnung
	18.0/10.0	32.0	0.0	0.00	30.0	1.000	seitl. A, Sand
	21.0/12.0	45.0	0.0	0.00	80.0	1.000	BA,STS
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	50.0	1.000	Sand, md
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	25.0	1.000	Sand, lo
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	60.0	1.000	SAnd, md
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	80.0	1.000	Sand, d
	18.0/9.0	30.0	10.0	0.00	25.0	1.000	Schluff, hf

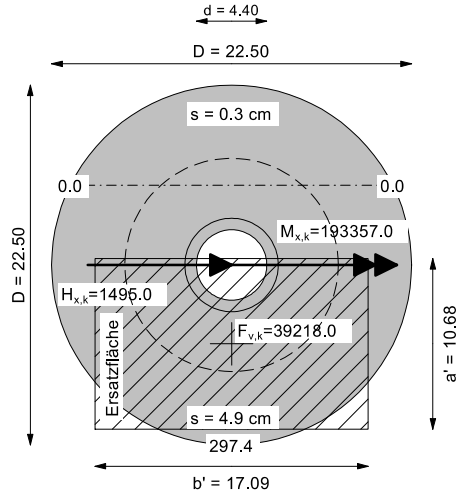


Berechnungsgrundlagen:
WP Alfstedt, WEA 1, BS-A
Grundbruchformel nach DIN 4017:2006
Teilsicherheitskonzept
γ_{Gr} = 1.40
γ_G = 1.35
γ_Q = 1.50
γ (GI) = 1.10
Gleitsicherheit mit φ = 30.00 °

Gründungssohle = 0.70 m
Grundwasser = 1.00 m
Grenztiefe mit p = 20.0 %
——— 1. Kernweite
— — — — 2. Kernweite



Grundriss



Ergebnisse Einzelfundament:
Lasten = ständig / veränderlich
Vertikallast $F_{v,k}$ = 39218.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,x,k}$ = 1495.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN
Moment $M_{x,k}$ = 193357.00 / 0.00 kN·m
Moment $M_{y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN·m
Durchmesser D = 22.500 m
Durchmesser (innen) d = 4.400 m
Unter ständigen Lasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.930 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 10.681 m
b' = 17.090 m
Unter Gesamtlasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.930 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 10.681 m
b' = 17.090 m

Grundbruch:
Durchstanzen untersucht,
aber nicht maßgebend.
Auflast (Grundbruch) = 18.00 kN/m²
Teilsicherheit (Grundbruch) γ_{Gr} = 1.40
$\sigma_{R,k}$ / $\sigma_{R,d}$ = 1778.4 / 1270.27 kN/m²
$R_{n,k}$ = 324607.78 kN
$R_{n,d}$ = 231862.70 kN
V_d = 1.35 · 39218.00 + 1.50 · 0.00 kN
V_d = 52944.30 kN

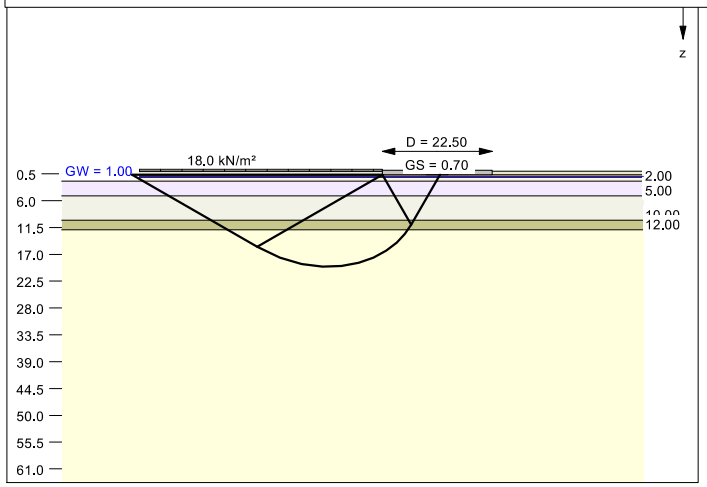
μ (parallel zu y) = 0.228
cal φ = 30.2 °
φ wegen 5° Bedingung abgemindert
cal c = 4.83 kN/m²
cal γ_2 = 10.59 kN/m³
cal σ_0 = 30.60 kN/m²
UK log. Spirale = 17.76 m u. GOK
Länge log. Spirale = 69.46 m
Fläche log. Spirale = 618.05 m²
Tragfähigkeitsbeiwerte (y):
N_{c0} = 30.68; N_{d0} = 18.87; N_{b0} = 10.41
Formbeiwerte (y):
ν_c = 1.332; ν_d = 1.315; ν_b = 0.813
Neigungsbeiwerte (y):
i_c = 0.945; i_d = 0.948; i_b = 0.911

Gleitwiderstand:
Teilsicherheit (Gleitwiderstand) $\gamma_{R,h}$ = 1.10
$N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 39218.00 · tan(30.00°) / 1.10
$R_{t,d} = N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 20584.11 kN
T_d = 2018.25 kN
$\mu = T_d / R_{t,d}$ = 0.098

Setzung infolge Gesamtlasten:
Grenztiefe t_g = 14.81 m u. GOK
Setzung (Mittel aller KPs) = 2.56 cm
Setzungen der KPs:
oben = 0.27 cm
unten = 4.85 cm
Verdrehung(x) (KP) = 1 : 414.7
Drehfedersteifigkeit:
$k_{\varphi,x}$ = 80190.8 MN·m/rad

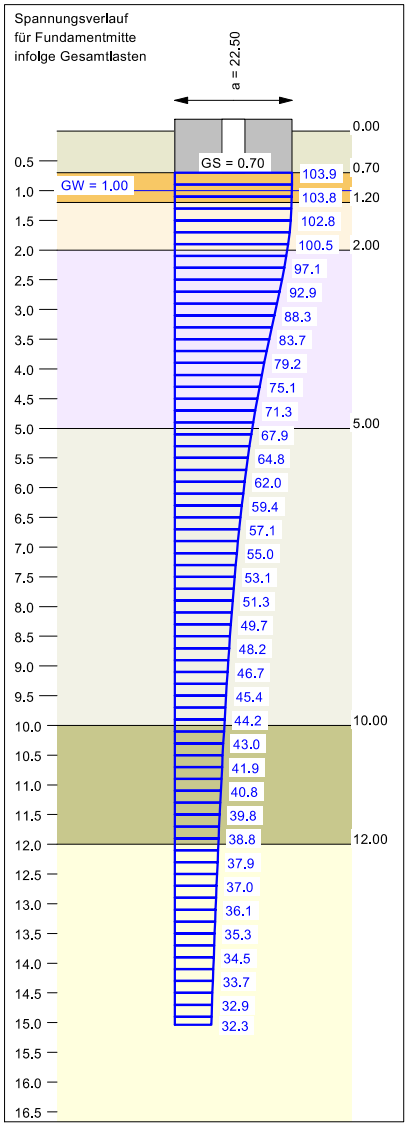
Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Boden	γ/γ' [kN/m³]	φ [°]	c [kN/m²]	ν [-]	E_s [MN/m²]	κ [-]	Bezeichnung
	18.0/10.0	32.0	0.0	0.00	150.0	1.000	seitl. A, Sand
	21.0/12.0	45.0	0.0	0.00	240.0	1.000	BA, STS
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	200.0	1.000	Sand, md
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	125.0	1.000	Sand, lo
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	210.0	1.000	SAnd, md
	19.0/10.0	35.0	0.0	0.00	240.0	1.000	Sand, d
	18.0/9.0	30.0	10.0	0.00	125.0	1.000	Schluff, hf

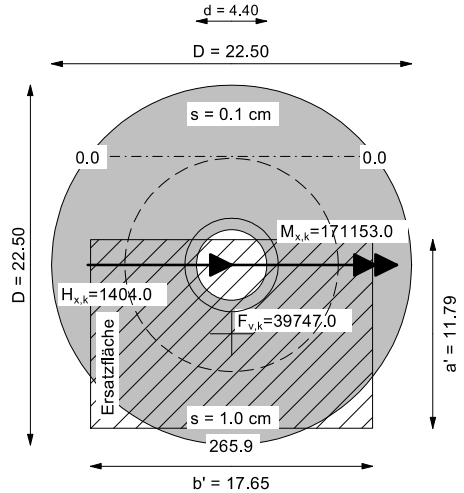


Berechnungsgrundlagen:
WP Alfstedt, WEA 1, dynamisch
Grundbruchformel nach DIN 4017:2006
Teilsicherheitskonzept
γ_{Gr} = 1.40
γ_G = 1.35
γ_Q = 1.50
γ (GI) = 1.10
Gleitsicherheit mit φ = 30.00 °

Gründungssohle = 0.70 m
Grundwasser = 1.00 m
Grenztiefe mit p = 20.0 %
——— 1. Kernweite
— — — — 2. Kernweite



Grundriss



Ergebnisse Einzelfundament:
Lasten = ständig / veränderlich
Vertikallast $F_{v,k}$ = 39747.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,x,k}$ = 1404.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN
Moment $M_{x,k}$ = 171153.00 / 0.00 kN·m
Moment $M_{y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN·m
Durchmesser D = 22.500 m
Durchmesser (innen) d = 4.400 m
Unter ständigen Lasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m
Unter Gesamtlasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m

Grundbruch:
Durchstanzen untersucht,
aber nicht maßgebend.
Auflast (Grundbruch) = 18.00 kN/m²
Teilsicherheit (Grundbruch) γ_{Gr} = 1.40
$\sigma_{R,k}$ / $\sigma_{R,d}$ = 1872.9 / 1337.76 kN/m²
$R_{n,k}$ = 389680.99 kN
$R_{n,d}$ = 278343.56 kN
V_d = 1.35 · 39747.00 + 1.50 · 0.00 kN
V_d = 53658.45 kN

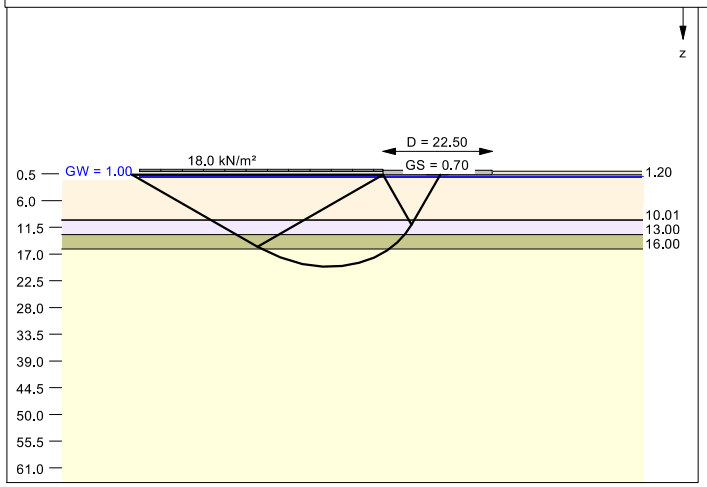
μ (parallel zu y) = 0.193
cal φ = 30.2 °
φ wegen 5° Bedingung abgemindert
cal c = 5.33 kN/m²
cal γ_2 = 10.37 kN/m³
cal σ_0 = 30.60 kN/m²
UK log. Spirale = 19.52 m u. GOK
Länge log. Spirale = 76.60 m
Fläche log. Spirale = 751.86 m²
Tragfähigkeitsbeiwerte (y):
N_{c0} = 30.63; N_{d0} = 18.83; N_{b0} = 10.38
Formbeiwerte (y):
ν_c = 1.355; ν_d = 1.336; ν_b = 0.800
Neigungsbeiwerte (y):
i_c = 0.948; i_d = 0.951; i_b = 0.917

Gleitwiderstand:
Teilsicherheit (Gleitwiderstand) $\gamma_{R,h}$ = 1.10
$N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 39747.00 · tan(30.00°) / 1.10
$R_{t,d} = N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 20861.76 kN
T_d = 1895.40 kN
$\mu = T_d / R_{t,d}$ = 0.091

Setzung infolge Gesamtlasten:
Grenztiefe t_g = 15.04 m u. GOK
Setzung (Mittel aller KPs) = 0.56 cm
Setzungen der KPs:
oben = 0.08 cm
unten = 1.04 cm
Verdrehung(x) (KP) = 1 : 1980.9
Drehfedersteifigkeit:
$k_{\varphi,x}$ = 339035.3 MN·m/rad

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Boden	γ/γ' [kN/m³]	φ [°]	c [kN/m²]	ν [-]	E_s [MN/m²]	κ [-]	Bezeichnung
	18.0/10.0	32.0	0.0	0.00	30.0	1.000	seitl. A, Sand
	21.0/12.0	45.0	0.0	0.00	100.0	1.000	BA, STS
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	30.0	1.000	Sand, lo-md
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	60.0	1.000	SAnd, md
	18.0/10.0	35.0	0.0	0.00	50.0	1.000	Sand, md
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	80.0	1.000	Sand, d
	18.0/9.0	30.0	10.0	0.00	40.0	1.000	Schluff, hf



Berechnungsgrundlagen:
WP Alfstedt, WEA 2, BS-P
Grundbruchformel nach DIN 4017:2006
Teilsicherheitskonzept
γ_{Gr} = 1.40
γ_G = 1.35
γ_Q = 1.50
γ (GI) = 1.10
Gleitsicherheit mit φ = 30.00 °

Gründungssohle = 0.70 m
Grundwasser = 1.00 m
Grenztiefe mit p = 20.0 %
——— 1. Kernweite
— — — — 2. Kernweite

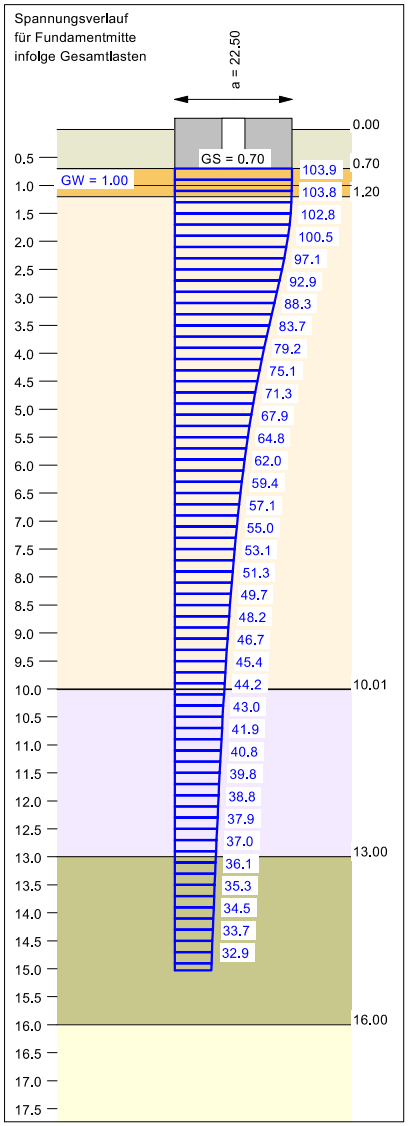
Ergebnisse Einzelfundament:
Lasten = ständig / veränderlich
Vertikallast $F_{v,k}$ = 39747.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,x,k}$ = 1404.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN
Moment $M_{x,k}$ = 171153.00 / 0.00 kN·m
Moment $M_{y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN·m
Durchmesser D = 22.500 m
Durchmesser (innen) d = 4.400 m
Unter ständigen Lasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m
Unter Gesamtlasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m

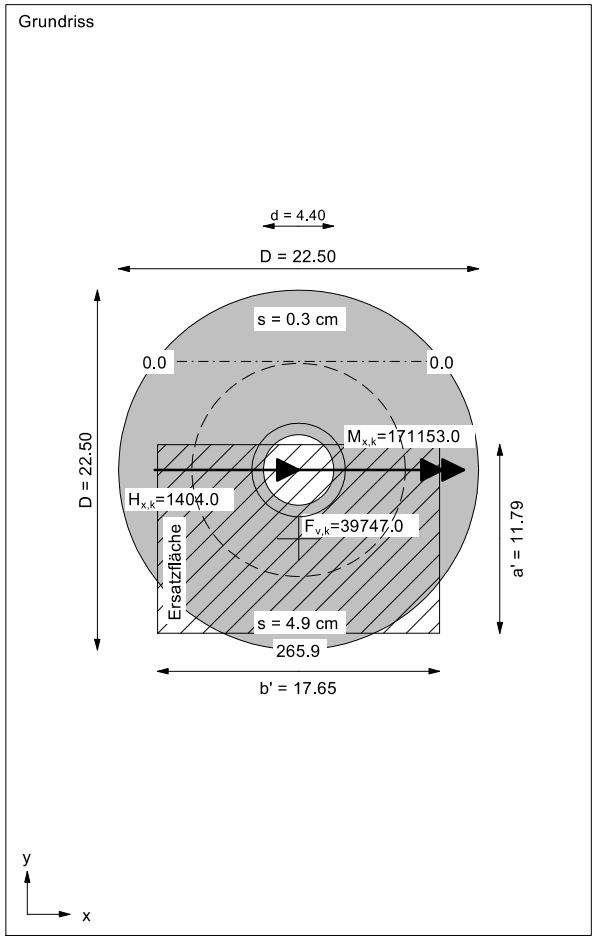
Grundbruch:
Durchstanzen untersucht,
aber nicht maßgebend.
Auflast (Grundbruch) = 18.00 kN/m²
Teilsicherheit (Grundbruch) γ_{Gr} = 1.40
$\sigma_{R,k}$ / $\sigma_{R,d}$ = 1825.0 / 1303.55 kN/m²
$R_{n,k}$ = 379714.09 kN
$R_{n,d}$ = 271224.35 kN
V_d = 1.35 · 39747.00 + 1.50 · 0.00 kN
V_d = 53658.45 kN

μ (parallel zu y) = 0.198
cal φ = 30.3 °
φ wegen 5° Bedingung abgemindert
cal c = 3.54 kN/m²
cal γ_2 = 10.35 kN/m³
cal σ_0 = 30.60 kN/m²
UK log. Spirale = 19.59 m u. GOK
Länge log. Spirale = 76.94 m
Fläche log. Spirale = 758.01 m²
Tragfähigkeitsbeiwerte (y):
N_{c0} = 30.88; N_{d0} = 19.05; N_{b0} = 10.55
Formbeiwerte (y):
ν_c = 1.356; ν_d = 1.337; ν_b = 0.800
Neigungsbeiwerte (y):
i_c = 0.948; i_d = 0.951; i_b = 0.917

Gleitwiderstand:
Teilsicherheit (Gleitwiderstand) $\gamma_{R,h}$ = 1.10
$N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 39747.00 · tan(30.00°) / 1.10
$R_{t,d} = N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 20861.76 kN
T_d = 1895.40 kN
$\mu = T_d / R_{t,d}$ = 0.091

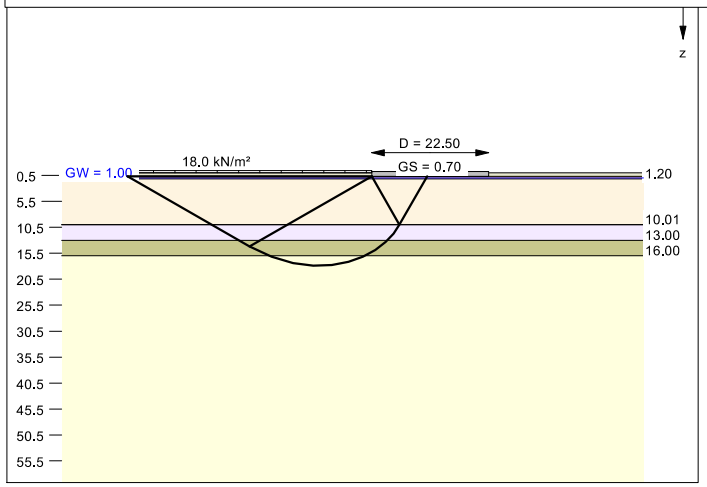
Setzung infolge Gesamtlasten:
Grenztiefe t_g = 15.03 m u. GOK
Setzung (Mittel aller KPs) = 2.64 cm
Setzungen der KPs:
oben = 0.33 cm
unten = 4.94 cm
Verdrehung(x) (KP) = 1 : 412.5
Drehfedersteifigkeit:
$k_{\varphi,x}$ = 70596.0 MN·m/rad





Anlage: 6.5
Projekt-Nr.: 2024-0157

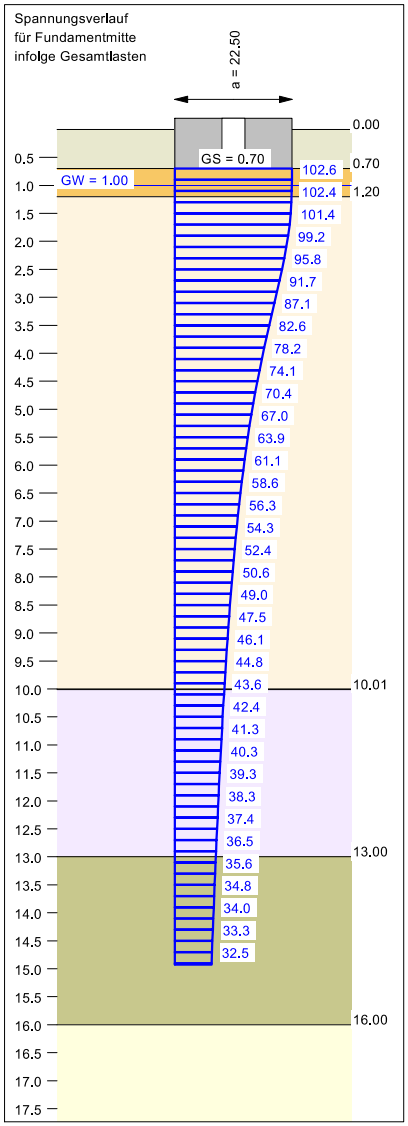
Boden	γ/γ' [kN/m³]	φ [°]	c [kN/m²]	ν [-]	E_s [MN/m²]	κ [-]	Bezeichnung
	18.0/10.0	32.0	0.0	0.00	30.0	1.000	seitl. A, Sand
	21.0/12.0	45.0	0.0	0.00	100.0	1.000	BA, STS
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	30.0	1.000	Sand, lo-md
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	60.0	1.000	SAnd, md
	18.0/10.0	35.0	0.0	0.00	50.0	1.000	Sand, md
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	80.0	1.000	Sand, d
	18.0/9.0	30.0	10.0	0.00	40.0	1.000	Schluff, hf



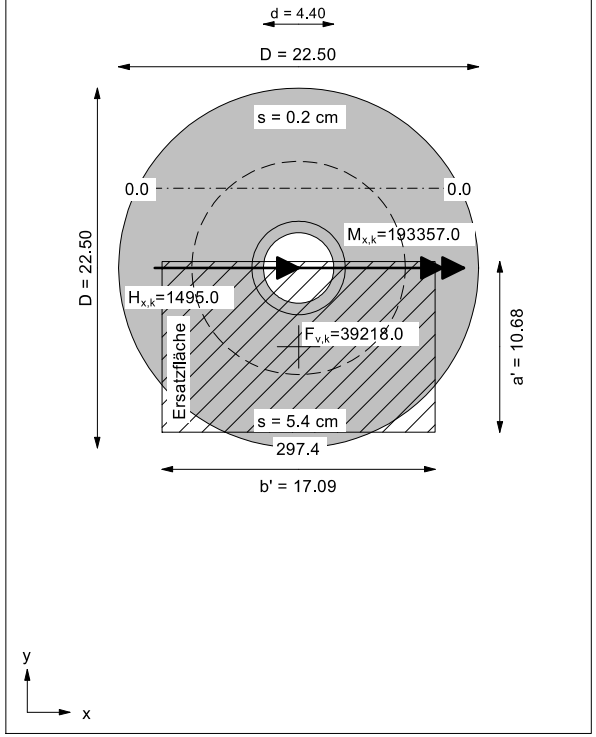
Berechnungsgrundlagen:
WP Alfstedt, WEA 2, BS-A
Grundbruchformel nach DIN 4017:2006
Teilsicherheitskonzept
γ_{Gr} = 1.40
γ_G = 1.35
γ_Q = 1.50
γ (GI) = 1.10
Gleitsicherheit mit φ = 30.00 °

Gründungssohle = 0.70 m
Grundwasser = 1.00 m
Grenztiefe mit p = 20.0 %
——— 1. Kernweite
— — — — 2. Kernweite

Spannungsverlauf
für Fundamentmitte
infolge Gesamtlasten



Grundriss



Ergebnisse Einzelfundament:
Lasten = ständig / veränderlich
Vertikallast $F_{v,k}$ = 39218.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,x,k}$ = 1495.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN
Moment $M_{x,k}$ = 193357.00 / 0.00 kN·m
Moment $M_{y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN·m
Durchmesser D = 22.500 m
Durchmesser (innen) d = 4.400 m
Unter ständigen Lasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.930 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 10.681 m
b' = 17.090 m
Unter Gesamtlasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.930 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 10.681 m
b' = 17.090 m

Grundbruch:
Durchstanzen untersucht,
aber nicht maßgebend.
Auflast (Grundbruch) = 18.00 kN/m²
Teilsicherheit (Grundbruch) γ_{Gr} = 1.40
$\sigma_{R,k}$ / $\sigma_{R,d}$ = 1725.7 / 1232.61 kN/m²
$R_{n,k}$ = 314985.42 kN
$R_{n,d}$ = 224989.59 kN
V_d = 1.35 · 39218.00 + 1.50 · 0.00 kN
V_d = 52944.30 kN

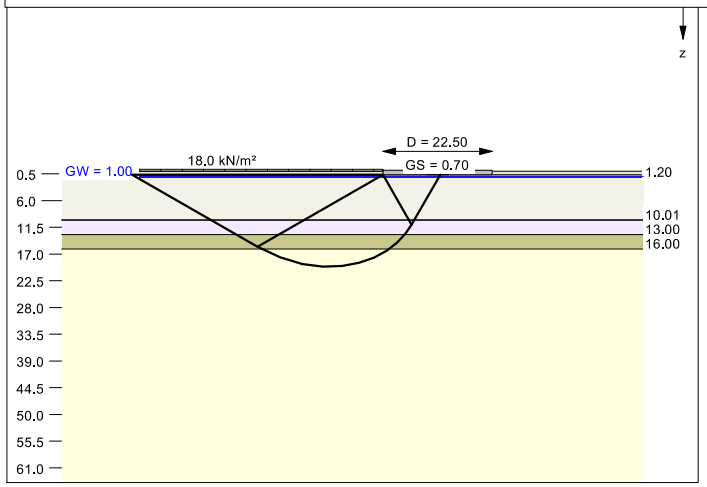
μ (parallel zu y) = 0.235
cal φ = 30.4 °
φ wegen 5° Bedingung abgemindert
cal c = 2.68 kN/m²
cal γ_2 = 10.42 kN/m³
cal σ_0 = 30.60 kN/m²
UK log. Spirale = 17.88 m u. GOK
Länge log. Spirale = 70.03 m
Fläche log. Spirale = 627.64 m²
Tragfähigkeitsbeiwerte (y):
N_{c0} = 31.15; N_{d0} = 19.29; N_{b0} = 10.73
Formbeiwerte (y):
ν_c = 1.334; ν_d = 1.316; ν_b = 0.813
Neigungsbeiwerte (y):
i_c = 0.945; i_d = 0.948; i_b = 0.911

Gleitwiderstand:
Teilsicherheit (Gleitwiderstand) $\gamma_{R,h}$ = 1.10
$N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 39218.00 · tan(30.00°) / 1.10
$R_{t,d} = N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 20584.11 kN
T_d = 2018.25 kN
$\mu = T_d / R_{t,d}$ = 0.098

Setzung infolge Gesamtlasten:
Grenztiefe t_g = 14.92 m u. GOK
Setzung (Mittel aller KPs) = 2.81 cm
Setzungen der KPs:
oben = 0.25 cm
unten = 5.37 cm
Verdrehung(x) (KP) = 1 : 371.1
Drehfedersteifigkeit:
$k_{\varphi,x}$ = 71753.0 MN·m/rad

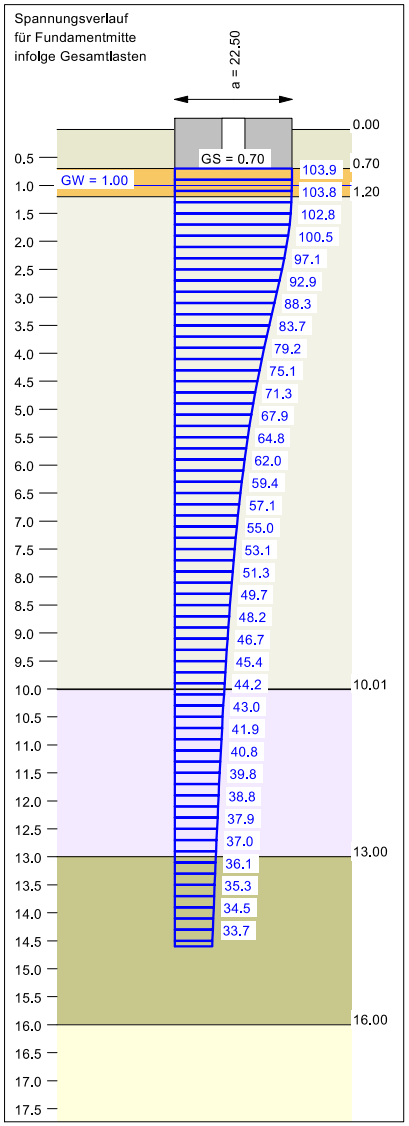
Anlage: 6.6
Projekt-Nr.: 2024-0157

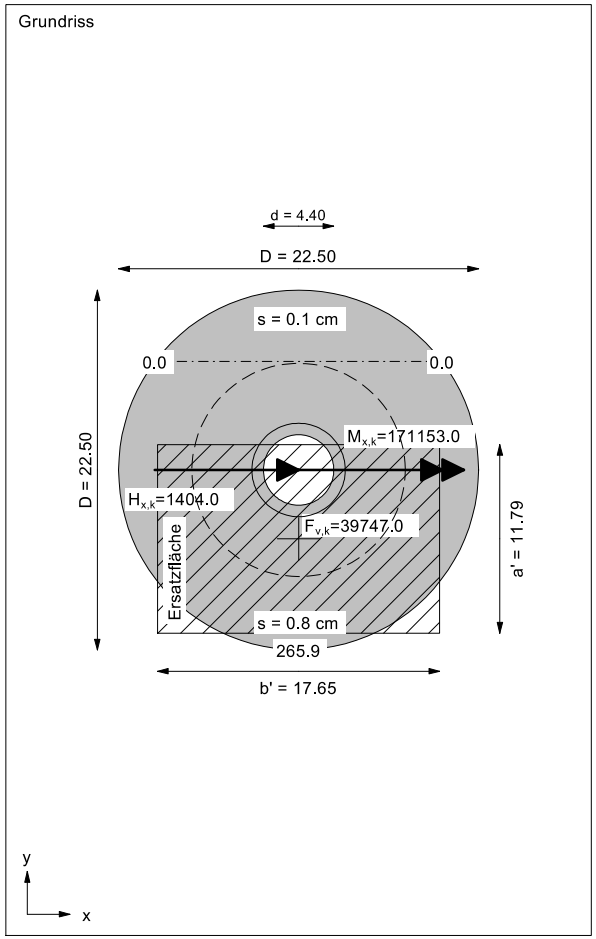
Boden	γ/γ' [kN/m³]	φ [°]	c [kN/m²]	ν [-]	E_s [MN/m²]	κ [-]	Bezeichnung
	18.0/10.0	32.0	0.0	0.00	150.0	1.000	seitl. A, Sand
	21.0/12.0	45.0	0.0	0.00	300.0	1.000	BA, STS
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	210.0	1.000	SAnd, md
	18.0/10.0	32.5	0.0	0.00	150.0	1.000	Sand, lo-md
	18.0/10.0	35.0	0.0	0.00	200.0	1.000	Sand, md
	19.0/11.0	35.0	0.0	0.00	240.0	1.000	Sand, d
	18.0/9.0	30.0	10.0	0.00	160.0	1.000	Schluff, hf



Berechnungsgrundlagen:
WP Alfstedt, WEA 2, dynamisch
Grundbruchformel nach DIN 4017:2006
Teilsicherheitskonzept
γ_{Gr} = 1.40
γ_G = 1.35
γ_Q = 1.50
γ (GI) = 1.10
Gleitsicherheit mit φ = 30.00 °

Gründungssohle = 0.70 m
Grundwasser = 1.00 m
Grenztiefe mit p = 20.0 %
——— 1. Kernweite
— — — — 2. Kernweite





Ergebnisse Einzelfundament:
Lasten = ständig / veränderlich
Vertikallast $F_{v,k}$ = 39747.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,x,k}$ = 1404.00 / 0.00 kN
Horizontalkraft $F_{h,y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN
Moment $M_{x,k}$ = 171153.00 / 0.00 kN·m
Moment $M_{y,k}$ = 0.00 / 0.00 kN·m
Durchmesser D = 22.500 m
Durchmesser (innen) d = 4.400 m
Unter ständigen Lasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m
Unter Gesamtlasten:
Exzentrizität e_x = 0.000 m
Exzentrizität e_y = -4.306 m
Resultierende im 2. Kern (= 6.667 m)
a' = 11.790 m
b' = 17.647 m

Grundbruch:
Durchstanzen untersucht,
aber nicht maßgebend.
Auflast (Grundbruch) = 18.00 kN/m²
Teilsicherheit (Grundbruch) γ_{Gr} = 1.40
$\sigma_{R,k}$ / $\sigma_{R,d}$ = 1880.0 / 1342.86 kN/m²
$R_{n,k}$ = 391164.61 kN
$R_{n,d}$ = 279403.29 kN
V_d = 1.35 · 39747.00 + 1.50 · 0.00 kN
V_d = 53658.45 kN

μ (parallel zu y) = 0.192
cal φ = 30.3 °
φ wegen 5° Bedingung abgemindert
cal c = 3.54 kN/m²
cal γ_2 = 10.95 kN/m³
cal σ_0 = 30.60 kN/m²
UK log. Spirale = 19.59 m u. GOK
Länge log. Spirale = 76.94 m
Fläche log. Spirale = 758.01 m²
Tragfähigkeitsbeiwerte (y):
N_{c0} = 30.88; N_{d0} = 19.05; N_{b0} = 10.55
Formbeiwerte (y):
ν_c = 1.356; ν_d = 1.337; ν_b = 0.800
Neigungsbeiwerte (y):
i_c = 0.948; i_d = 0.951; i_b = 0.917

Gleitwiderstand:
Teilsicherheit (Gleitwiderstand) $\gamma_{R,h}$ = 1.10
$N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 39747.00 · tan(30.00°) / 1.10
$R_{t,d} = N_k \cdot \tan(\varphi) / \gamma_{R,h}$ = 20861.76 kN
T_d = 1895.40 kN
$\mu = T_d / R_{t,d}$ = 0.091

Setzung infolge Gesamtlasten:
Grenztiefe t_g = 14.60 m u. GOK
Setzung (Mittel aller KPs) = 0.43 cm
Setzungen der KPs:
oben = 0.06 cm
unten = 0.79 cm
Verdrehung(x) (KP) = 1 : 2604.5
Drehfedersteifigkeit:
$k_{\varphi,x}$ = 445771.0 MN·m/rad

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 7

Hydraulische Berechnung

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Anlage: 7
Projekt-Nr.: 2024-0157

Hydraulische Berechnung

Aufsteller
Antragsteller
Baugrundstück **Flurstück** WP Alfstedt
Flur WEA 1-WEA 2
Gemarkung
Absenkverfahren **Dränage**

Wassermenge
nach Davidenkoff: **Q = kf x s2 [(1+t/s)]m + L1/R (1 + t/s x n)]**

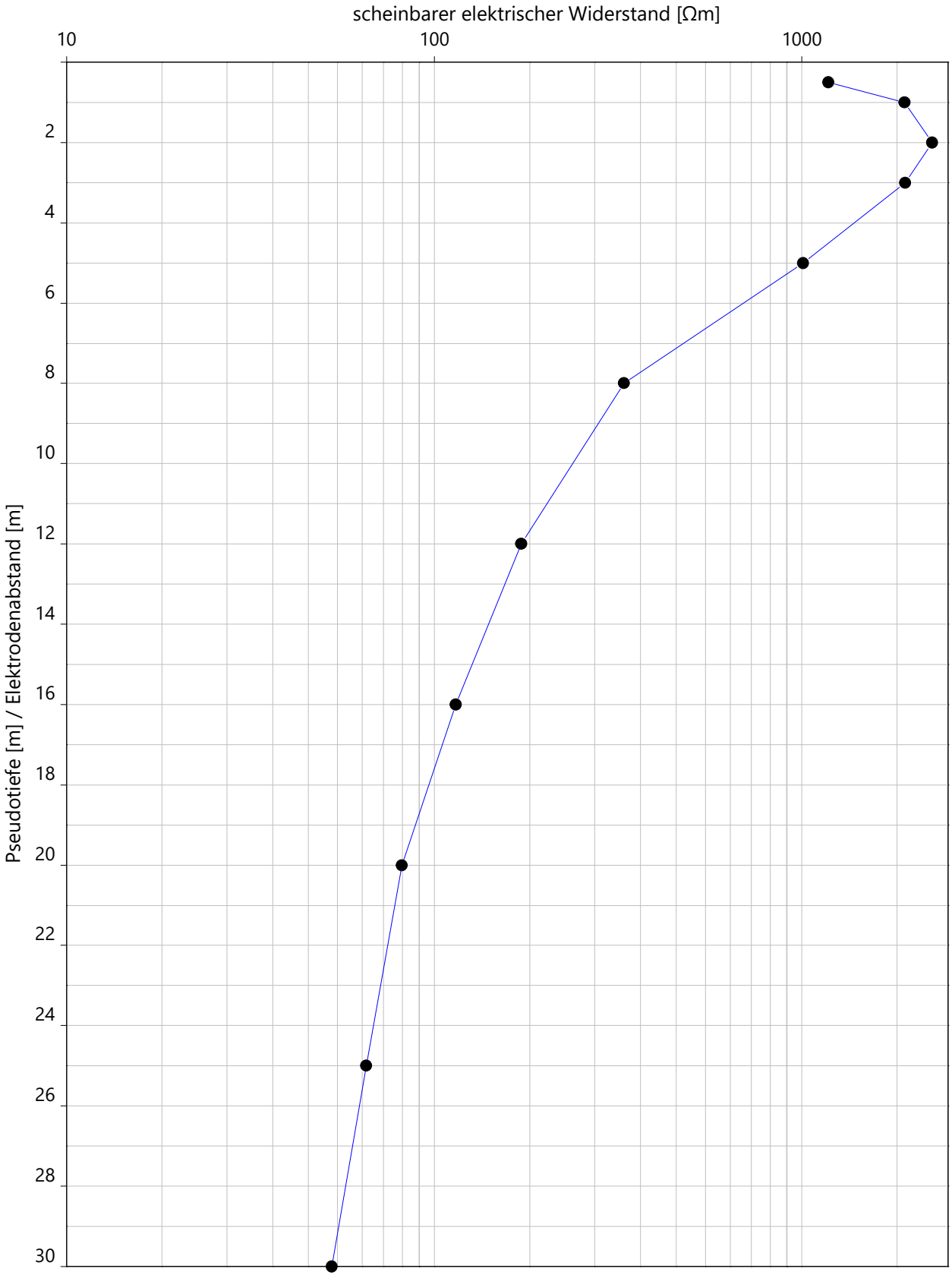
kf	Durchlässigkeitsbeiwert	**3,30E-04**	
s	Absenkbetrag	**1,3**	
t	Mächtigkeit der aktiven Zone [m] = Abstand zwischen Baugrubensohle und Oberkante Wasserstauer	**1,3**	
L1	Baugrubenlänge	**24**	
L2	Baugrubenbreite	**24**	
R	Einflussradius, Reichweite nach Sichardt [m]: R = 3000 x s x √kf	**71**	
m	werden aus Diagrammen in	**1,2**	
n	Abhängigkeit von R, t und L2 entnommen	**1,9**	
		Q=	1,9E-03 m^3/s
			6,79 m^3/h
			163 m^3/d

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

ANLAGE 8

Tabellarische Zusammenstellung und
Diagramm der Wenner Sondierungen

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



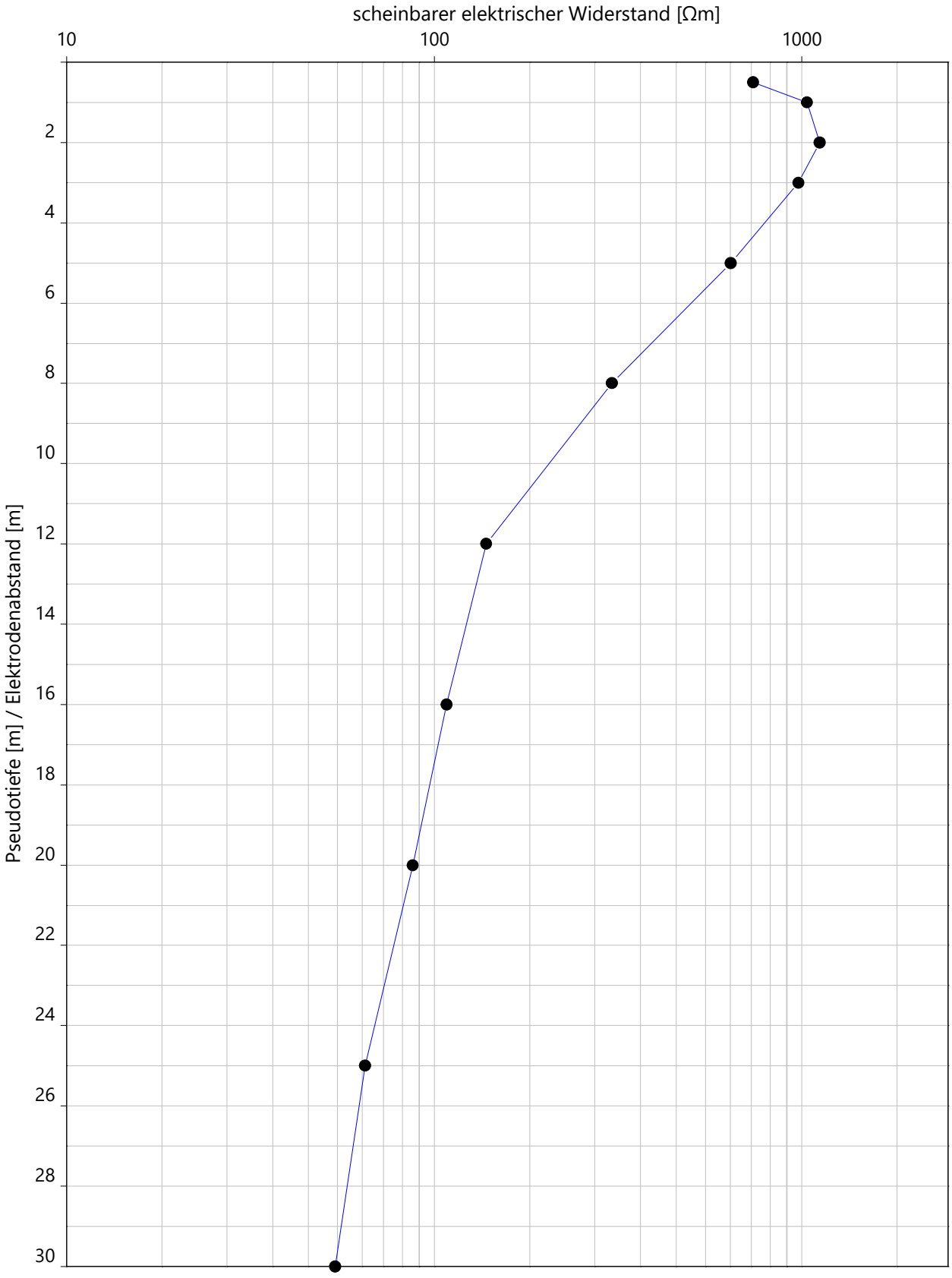
Geoelektrische Tiefensondierung Wenner (VES)

Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25, 28865 Lilienthal
Tel: +49 4298 93720 Fax: 937220

Datum:	27.03.2024	Projekt:	280-24-0171-L
Bearbeiter:	J. Klose	Lokation:	WEA 01 O-W

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3



Geoelektrische Tiefensondierung Wenner (VES)

Ing.-Geologie Dr. Lübbe
WP Alfstedt

Fugro Germany Land GmbH
Land Site Characterisation CPT
Goebelstr. 25, 28865 Lilienthal
Tel: +49 4298 93720 Fax: 937220

Datum:	27.03.2024	Projekt:	280-24-0171-L
Bearbeiter:	J. Klose	Lokation:	WEA 02 O-W

Docusign Envelope ID: 5836E562-02D6-4BBA-B8FD-9DFE4DB6FAC3

Ergebnistabelle

Pseudotiefe / Elektroden-abstand [m]	scheinbarer elektrischer Widerstand [Ωm]	
	WEA 01	WEA 02
0,50	1179,3	736,0
1,00	1900,7	1032,8
2,00	2258,6	1117,0
3,00	1912,3	978,0
5,00	1007,3	639,1
8,00	328,2	304,5
12,00	172,6	138,6
16,00	114,4	108,0
20,00	81,7	87,5
25,00	65,2	64,8
30,00	52,6	53,8

Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Extremwindabschätzung
auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland
am Standort Alfstedt-Ebersdorf

Auftraggeber:	F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG Borsteler Chaussee 178 22453 Hamburg Deutschland
Standort:	Alfstedt-Ebersdorf, Niedersachsen
Berichts-Nr.:	19-062-7019204-Rev.00-EX-MW
Art des Berichtes:	Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas
Datum:	11. April 2019

anemos
Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH
Böhmsholzer Weg 3, D-21391 Reppenstedt
Tel.: 04131-8308-100
www.anemos.de | kontakt@anemos.de

ilac-MRA DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-PL-17580-01-00

Extremwindabschätzung
auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland
am Standort Alfstedt-Ebersdorf

-Prüfbericht-

Für dieses Projekt ausgestellte Dokumente:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Inhaltliche Änderungen
19-062-7019204-Rev.00-EX-MW	11. April 2019	Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Alfstedt-Ebersdorf	Erstbericht

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 für die Bereiche "Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von (WEA)-Standorte; Berechnung des zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrages; Bestimmung der Standortgüte zur Inbetriebnahme; Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Anemometern, SoDAR und LiDAR; Berechnung der Turbulenzintensität; Schattenwurf-berechnung von Windenergieanlagen; Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen; Erstellung von Windatlanten sowie Bestimmung der Wind- und Ertragsindizes; Erstellung von Erlösgutachten; Berechnung von Marktwertatlanten" akkreditiert.

Reppenstedt, den 11. April 2019

verantwortlicher Bearbeiter	geprüft	freigegeben
Melanie Wilken M.Sc. Geowissenschaften Senior Consultant	Martin Schneider M.Sc. Physik der Erde und Atmosphäre Senior Consultant	Dr. H.-T. Mengelkamp Geschäftsführer

Rechtliche Hinweise

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Berücksichtigung der einschlägigen Euronorm DIN EN ISO/IEC 17025:2018 erstellt. Gleichwohl ist die – wenn auch sehr unwahrscheinliche – Möglichkeit einer Abweichung der extremen Windverhältnisse als auch der anzunehmenden Unsicherheiten (Standardabweichung des Verfahrens) nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen und somit stärkere Ereignisse nicht ausgeschlossen sind.

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

Eine auszugsweise Veröffentlichung ist nicht erlaubt.

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

Dieser Bericht umfasst 15 Seiten.

Inhaltsverzeichnis **Seite**

1 Vorbemerkungen 5
2 Standort 6
3 Berechnungsmethode der 50-jährigen Extremwerte 7
4 Ergebnisse 8
5 Quellenverzeichnis 10
Anhang A Deutschland 3 km Windatlas 11
Anhang B Abkürzungsverzeichnis 15

1 Vorbemerkungen

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 08. April 2019 von der Firma F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG beauftragt, eine Abschätzung der Extremwindverhältnisse am Standort Alfstedt-Ebersdorf durchzuführen.

Das verwendete Berechnungsverfahren für die Extremwindgeschwindigkeiten basiert auf der Methode der kleinsten Quadrate (least squares), in der die verwendete Gumbel-Anpassung mittels Bootstrap-Verfahren berechnet wird.

Die Datengrundlage zur Abschätzung der zu erwartenden Extremwindereignisse am betreffenden Standort bilden hier die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3 km und einer zeitlichen Auflösung (Instantan-Werte) von 10 Minuten (D-3km.M2). Der Referenzzeitraum deckt 22 Jahre von 1997 – 2018 ab.

Beim Windatlas für Deutschland 3 km wurde ein hausintern entwickeltes „Remodelling“-Verfahren angewandt. Hierbei erfolgt eine komplexe Korrektur des Windatlas anhand von qualitativ hochwertigen Windmessungen. Das „Remodelling“-Verfahren wurde anschließend anhand weiterer unabhängiger Winddaten überprüft. Die Windgeschwindigkeitszeitreihe wird mittels Remodelling und Höhenkorrektur standortspezifisch für die geplante WEA am Standort Alfstedt-Ebersdorf berechnet.

Die hier angewandte Vorgehensweise beinhaltet die Analyse der Extremwertereignisse am Standort Alfstedt-Ebersdorf, berechnet mit Hilfe des anemos Windatlas für Deutschland. Sie ist als Abschätzung der Extremwindverhältnisse zu verstehen, die auf Modellsimulationen basiert. Der Windatlas wurde allerdings anhand einer Vielzahl von Windmessungen verifiziert. Diese Vorgehensweise unterliegt, nicht zuletzt durch die Methodik der Extremwertbestimmung, einer Unsicherheit. Die Gültigkeit der Ergebnisse bezieht sich auf die zeitliche Auflösung der 10 Minuten Instantan-Werte. Extremböen (Gust) im Sekundenbereich sind nicht vollständig durch das Modell abgedeckt. Dies sollte bei der Interpretation der hier aufgezeigten Ergebnisse unbedingt berücksichtigt werden.

2 Standort

Das zu beurteilende Windparkareal am Standort Alfstedt-Ebersdorf besteht aus 12 geplanten WEA. Aufgrund der Größe des Windparks, welcher sich über 4 Gitterzellen erstreckt, wird die konservativste Gitterzelle (97x269, siehe Abb. 1) ausgewählt. Diese Gitterzelle weist im Vergleich zu den anderen Gitterzellen eine höhere mittlere Windgeschwindigkeit auf. Die Extremwertberechnung wird mit den Koordinaten von WEA 8 durchgeführt, da diese WEA im Gelände mit am höchsten liegt und somit die höchsten Windgeschwindigkeiten aufweist. Zusammenfassend wählen wir einen konservativen Ansatz für die Extremwertberechnung.

Informationen über die Konfiguration sind der Tab. 1 zu entnehmen (UTM, ETRS 89, Zone 32).

Tab. 1: Koordinaten der geplanten Anlagen

WEA	Rechtswert	Hochwert	Nabenhöhe	Bestand / geplant
WEA 1	502202	5932417	161 m	geplant
WEA 2	502433	5932740	161 m	
WEA 3	502486	5933153	161 m	
WEA 4	502118	5932991	161 m	
WEA 5	501968	5933356	161 m	
WEA 6	501721	5933033	161 m	
WEA 7	501506	5933371	161 m	
WEA 8	**501082**	**5933389**	**161 m**	
WEA 09	501297	5932997	160 m	
WEA 10	500708	5933262	160 m	
WEA 11	500948	5932867	160 m	
WEA 12	500577	5932963	160 m	

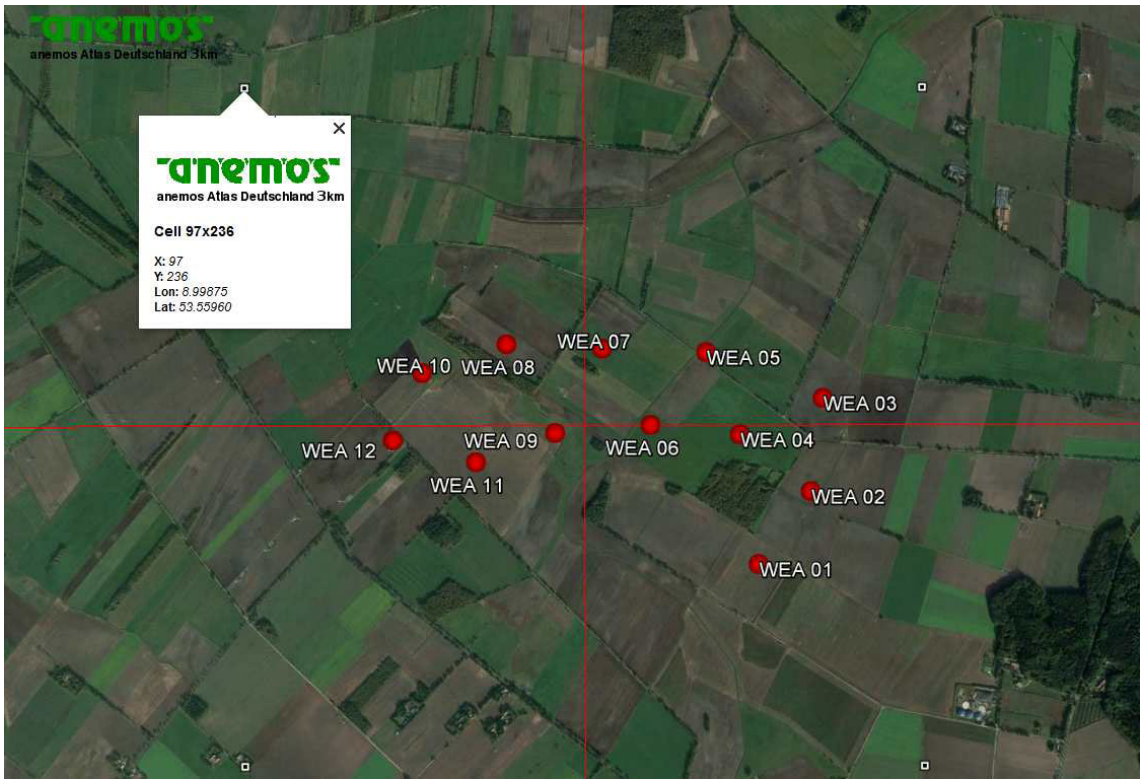


Abb. 1: Lageplan des Standortes und des entsprechenden D-3 km.M2 - Atlas-Knotenpunktes (Google-Earth Pro)

3 Berechnungsmethode der 50-jährigen Extremwerte

Das Berechnungsverfahren beinhaltet folgende Schritte:

- Mit 40 Onshore Messungen wurde ein Skalierungsfaktor für extreme Windgeschwindigkeiten berechnet und auf die Windgeschwindigkeitszeitreihen angewendet. Der Skalierungsfaktor wurde durch eine mittlere QQ-Verteilung entwickelt.
- Bei der Extremwertberechnung für die konservativste WEA werden alle geplanten WEA aus Tab. 1 berücksichtigt. Für die konservativste WEA, d. h. die WEA die den höchsten Extremwert aufweist, wird der Extremwert ausgewiesen.
- Die Berechnung der standortspezifischen Windgeschwindigkeitszeitreihe auf der gewünschten Nabenhöhe wird für die WEA 8 (161 m) durchgeführt.
- Es werden insgesamt 40 Extremereignisse der Windgeschwindigkeit gespeichert. Die Auswahl der Extremereignisse ist in Kap. 4 dargestellt.
- Mit einer Gumbel-Verteilung werden der Extremwert und die Standardabweichung für 50 Jahre mithilfe eines Bootstrap-Verfahrens berechnet. Die dabei verwendete Gumbel-Anpassung basiert auf der Methode der kleinsten Quadrate (Regressionsverfahren). Die Ergebnisse haben dabei eine Gültigkeit für die gleiche zeitliche Auflösung wie die Eingangsdaten (10 min. Instantan-Werte).

4 Ergebnisse

Tab. 2: Extremwerte (161 m Höhe) – D-3km.M2-Atlas

Windatlas: D-3km.M2	V_{ref} (50 Jahre)	V_{ref} (50 Jahre) + 1x StdAbw	V_{ref} (50 Jahre) + 2x StdAbw
Alfstedt-Ebersdorf (standortspezifisch für WEA 8)	32.24 m/s	**33.65 m/s**	35.06 m/s

Der erwartete 50-Jahres Extremwind auf Basis des Windatlas D-3km.M2 am Standort Alfstedt-Ebersdorf beträgt **33.65 m/s** in 161 m Höhe über Grund. Die einfache Standardabweichung der Gumbel-Verteilung und des Bezugszeitraumes sind dabei berücksichtigt.

Auswahl der Extremereignisse:

Unabhängigkeits-Kriterium: 4 Tage
Werte Extremereignisse: 40
Mittlere Windgeschwindigkeit der Extremereignisse: 24.45 m/s
Standardabweichung der Extremereignisse: 2.22 m/s

Angepasste Gumbel-Verteilungsparameter

Alpha : 0.5089
Beta : 23.3780 m/s
Mittel : 24.5122 m/s
Standardabweichung : 2.5202 m/s
Lambda : 1.8183 Ereignisse pro Jahr

Tab. 3: Extremwindgeschwindigkeit in unterschiedlichen Bezugszeiträumen

EWS-Schätzung	Statistische Unsicherheitsabschätzung			
Bezugszeitraum Jahre	Wind [m/s]	VarK [%]	EWS+1xStdAbw [m/s]	EWS+2xStdAbw [m/s]
1	24.55	1.46	24.91	25.27
5	27.72	2.74	28.47	29.23
25	30.88	3.93	32.09	33.30
50	**32.24**	**4.38**	**33.65**	**35.06**

Tab. 4: Stichprobe mit 40 Werten aus dem Deutschland 3 km Windatlas

Datum [UTC]	Extremwert [m/s]	Datum [UTC]	Extremwert [m/s]
18.01.2007 16:00	31.96	28.10.2013 13:40	23.81
27.10.2002 21:10	28.19	08.01.2005 12:50	23.41
31.03.2015 15:40	27.72	20.01.2005 03:40	23.31
03.12.1999 18:00	27.56	28.10.1998 07:30	23.09
12.02.2005 18:50	27.30	26.06.2007 18:10	22.97
10.01.2015 13:00	27.26	18.01.2000 06:50	22.94
05.12.2013 17:20	27.14	25.02.1997 05:10	22.86
29.01.2000 20:50	26.76	02.01.2005 01:40	22.84
20.03.2004 21:00	26.68	13.12.1998 06:30	22.81
05.02.1999 04:20	25.88	03.01.2018 18:10	22.78
23.12.2004 14:10	25.62	21.02.2002 01:20	22.76
01.03.2008 05:00	25.24	16.12.2005 05:00	22.73
28.01.2002 21:40	24.94	12.02.2002 02:00	22.66
29.10.2017 05:10	24.73	10.10.1997 23:00	22.62
26.02.2002 17:30	24.63	26.12.1998 05:20	22.61
31.12.2006 04:20	24.57	01.11.2006 03:40	22.32
29.11.2015 21:40	24.42	08.02.2006 23:00	22.27
18.11.2004 03:20	24.26	05.01.1998 10:20	22.09
05.01.2012 05:20	24.19	26.12.2016 19:20	21.97
11.01.2007 17:00	23.98	14.01.2004 02:20	21.96

5 Quellenverzeichnis

Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147

Farr, T. G., et al., 2007: The Shuttle Radar Topography Mission, Rev. Geophys., 45, RG2004, doi:10.1029/2005RG000183; http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/srtmBibliography.html

Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. Bull. Am. Meteorol. Soc., 77:437–471

Keil, M., M. Bock, T. Esch, A. Metz, S. Nieland, A. Pfitzner, 2010: CORINE Land Cover Aktualisierung 2006 für Deutschland. Abschlussbericht zu den F+E Vorhaben UBA FKZ 3707 12 200 und FKZ 3708 12 200, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum Oberpfaffenhofen, Januar 2010

Mengelkamp, H.-T., 2015: Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windenergieanlagen, promet – meteorologische Fortbildung, Hrsg. Deutscher Wetterdienst, Jahrg. 39, Nr. 3/4, 193-202

Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, *Int. Journal of Energy Research,* 12, 113-123

Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, Theor. Appl. Climatol, 63, 129-139

Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 67&68, 449-457

Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, Erneuerbare Energien, 2, 25-27

Rienecker, M.M., M.J. Suarez, R. Gelaro, R. Todling, J. Bacmeister, E. Liu, M.G. Bosilovich, S.D. Schubert, L. Takacs, G.-K. Kim, S. Bloom, J. Chen, D. Collins, A. Conaty, A. da Silva, et al., 2011: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. J. Climate, 24, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1

Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes

Troen, I. und E.L. Petersen, 1989: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde. 656 pp. ISBN 87-550-1482-8

Weiter, A., M. Schneider, D. Peltret und H.-T. Mengelkamp (in press): Electricity production by wind turbines as a means for the verification of wind simulations. *Meteorol. Z.* doi: 10.1127/metz/2019/0924

Anhang A Deutschland 3 km Windatlas

Eingangsdaten

Der anemos Windatlas für Deutschland 3 km wird mithilfe des meteorologischen Mesoskalen-Modells WRF-ARW[1] erstellt. Er nutzt dabei die weltweit verbreiteten MERRA-2-Reanalysedaten[2] als Eingangs- bzw. Antriebsdaten. Somit können die Vorteile des MERRA-2-Reanalysedatensatzes – Konsistenz, Homogenität, Länge der Zeitreihe, ständige Aktualisierung, Verfügbarkeit über Land und Meer – erhalten bzw. verstärkt werden. Auf der anderen Seite werden mit dem anemos Windatlas für Deutschland 3 km die Nachteile der MERRA-2-Reanalysedaten – relativ geringe räumliche (0.5° Breite, 0.625° Länge) und zeitliche Auflösung (3 h) – überwunden.

Das WRF-Modell erlaubt durch seine sogenannte Multi-Nesting-Fähigkeit (Abb. 2) hochaufgelöste Simulationen und Prognosen der atmosphärischen Zirkulation. Dadurch können detaillierte Bodeninformationen verwendet werden, welche den Einfluss von Vegetation, Rauigkeit und Topographie berücksichtigen. Die atmosphärischen Zustandsvariablen werden alle 10 min auf einem Gitter von 3 x 3 km² ausgegeben. Die Simulation umfasst den Zeitraum von 1997 bis heute und wird kontinuierlich erweitert. Die vertikale Struktur der Atmosphäre wird in 25 Höhen-Schichten sehr hoch aufgelöst. Dazwischenliegende Höhen werden durch Interpolation berechnet.

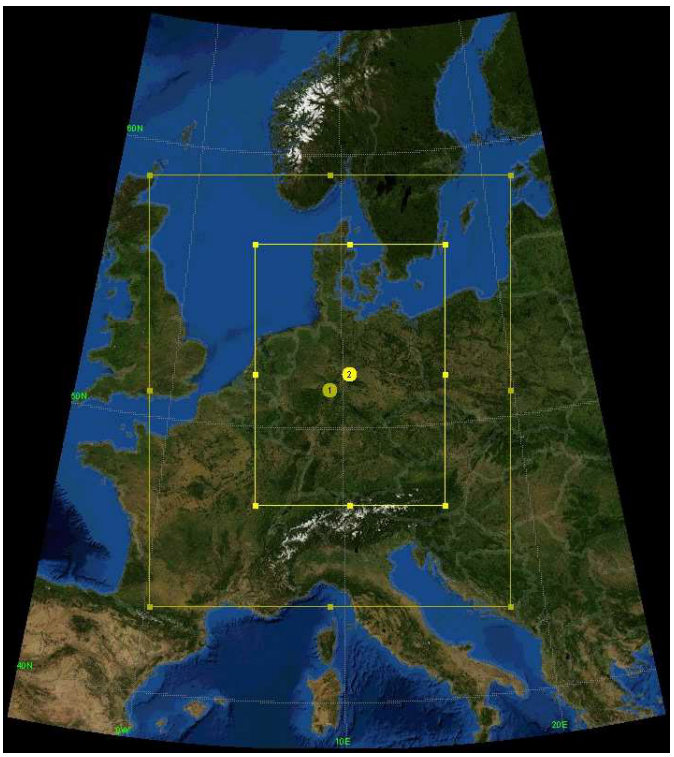


Abb. 2: Verschachtelte Domains der WRF Simulationen

[1] *http://www.wrf-model.org*
[2] *Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Application, Version 2 (MERRA-2) Reanalysis data zur Verfügung gestellt durch die US National Aeronautics and Space Administration (NASA) Webseite auf http://www.nasa.gov/*

Die Geländehöhen sind dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und dem Modellgitter entsprechend interpoliert. Die Daten wurden im Jahre 2000 erhoben und stehen in einer räumlichen Auflösung von ca. 90 m zur Verfügung. Die vertikale Auflösung beträgt hier 1 m.

Alle Informationen über die Vegetation und Rauigkeiten innerhalb des Simulationsgebietes liefert der CORINE Datensatz der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency, EEA). Diese Informationen basieren auf den Daten des Landsat-7-Satelliten im Maßstab 1:100.000. Die Daten stehen auf einem Modellgitter in räumlicher Auflösung von 100 m zur Verfügung. Deren letzte Überarbeitung fand im Jahre 2006 statt.

Die Daten des anemos Windatlas für Deutschland 3 km dürfen keinesfalls als absolute Wahrheit des vorherrschenden Atmosphärenzustands an einem Standort oder als Ersatz für eine langzeitliche Messreihe angesehen werden. Durch Modellsimulationen wird versucht die natürlichen Vorgänge innerhalb der Atmosphäre möglichst repräsentativ nachzubilden. Die simulierten Größen sind daher als erste Schätzung der Windverhältnisse auf dem vorhandenen Modellgitter mit der räumlichen Auflösung von 3 x 3 km² zu bewerten und dürfen nicht als Absolutwerte verstanden werden. Die Anwendung der Windatlas-Daten beruht in erster Linie auf der Langzeiteinordnung erhobener Kurzzeit-Windmessungen durch Korrelationsanalysen in einen klimatologisch repräsentativ anzusehenden Zeitraum.

Optimierung der Modelleinstellungen

Vor der eigentlichen Hauptsimulation wurden die Modelleinstellungen und Parametrisierungen (wie zum Beispiel Grenzschichtschema, Bodenschema, Strahlungsschema, etc.) getestet und für die relevanten atmosphärischen Parameter (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) optimiert. Hierfür wurden mehr als 30 verschiedene Modelleinstellungen für ausgesuchte Monate aus Frühling, Sommer, Herbst und Winter über das Jahr verteilt getestet und mit Windmessungen (Messmasten und LiDAR) verifiziert. Durch diese Testphase zeigt sich, wie das bodennahe Windfeld auf unterschiedliche Parametrisierungen und Schemata reagiert (Sensitivitätstests). Die den Beobachtungen am nächsten kommende Einstellung wird im letzten Test über ein Jahr simuliert und anschließend ebenfalls verifiziert. Bei guter Prognosegüte wird anschließend die Hauptsimulation kontinuierlich fortlaufend (> 20 Jahre) gestartet.

Statistische Verifikation mit Windmessungen als Vorbereitung für das Remodelling

Die wichtigste Aufgabe nach der Durchführung der Hauptsimulation ist die intensive Verifikation anhand zahlreicher Windmessungen. Für die Verifikation des Deutschland 3km Atlas wurden 45 Messungen verwendet. Zum einen erhält man aus der Verifikation die Prognosegüte und Qualität der Hauptsimulation und zum anderen werden systematische Fehler im letzten Schritt, dem *Remodelling*, behoben und die Qualität des Atlas wird verbessert. Verifiziert werden statistische Kenngrößen wie Mittelwert, Bestimmtheitsmaß (R^2) bzw. Korrelation (R), Bias, RMSE und Extremwerte (QQ-Verteilung). Außerdem werden Vertikalprofile, Tagesgänge, Windrosen, Häufigkeitsverteilungen mit Weibull-Parametern überprüft.

Remodelling Verfahren

Nach der vollständigen Verifikation der Hauptsimulation mit allen verfügbaren Windmessungen wird der Windatlas im vorletzten Schritt der Prozesskette durch das Remodelling optimiert. Es wird anhand der Abweichungen und deren Abhängigkeiten bei der Verifikation mit 28 Windmessungen ein sektorielles Training durchgeführt. Die verbleibenden Windmessungen werden für die anschließende unabhängige Verifikation des Remodelling Verfahrens benötigt. Durch das Training werden Skalierungsparameter mithilfe einer multiplen linearen Regressionsanalyse entwickelt, welche anschließend auf die Windatlas-Zeitreihen angewendet werden. Es wird nach Abhängigkeiten der Skalierungsparameter von der Subgrid-Topographie gesucht und bei ausreichender Signifikanz verwendet. Infolgedessen können durch die im Training entwickelten Skalierungsparameter alle Gitterzellen mithilfe der Subgrid-Informationen (Orographie, Rauigkeit, etc.) korrigiert werden. Letztendlich verbessert das Remodelling die statistischen Kenngrößen sowie auch die Häufigkeitsverteilung mit Weibull-Parametern und das Vertikalprofil.

Verifikation nach dem Remodelling

Im Anschluss an das Remodelling werden die Windatlas-Zeitreihen mit 45 internen und zusätzlich 56 externen Windmessungen verifiziert. Die Ergebnisse der internen Verifikation werden in Abb. 3 exemplarisch für die Messhöhe 100 Meter gezeigt. Hierfür wird der Bias der Windgeschwindigkeit an den vier Offshore und 41 Onshore Stationen gebildet und graphisch dargestellt.

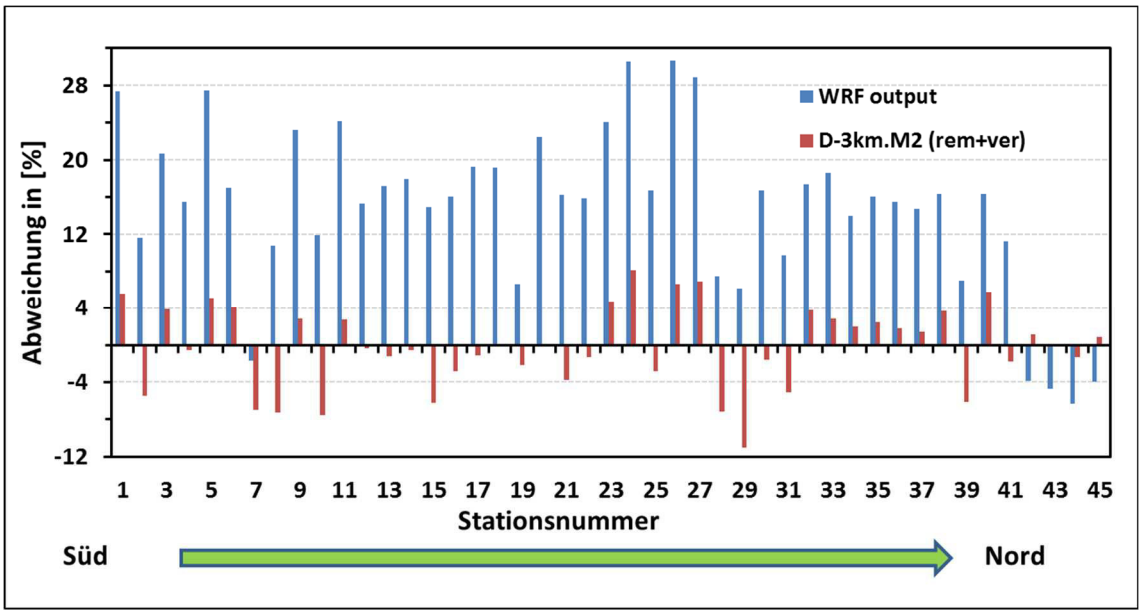


Abb. 3: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen den 45 internen Messungen und WRF Output (blau) bzw. D-3km.M2 (rot). Die Messungen sind von Süd (links) nach Nord (rechts) sortiert. Die Messhöhe beträgt 100 Meter ü. G. und das Messintervall 1 Jahr.

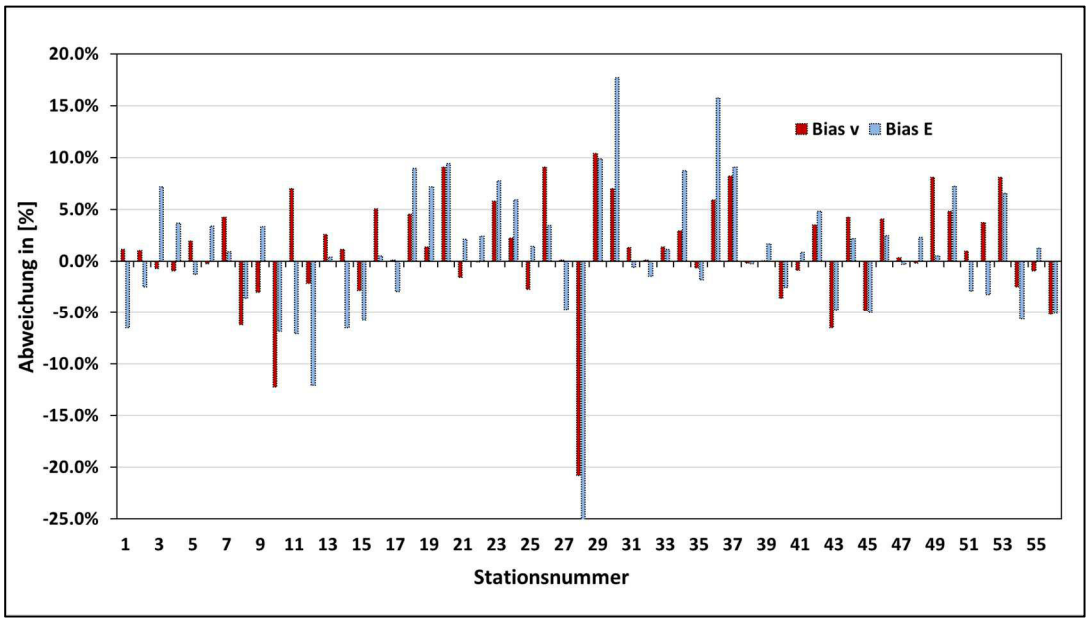


Abb. 4: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit (rot) und der mittleren Energiedichte (blau) zwischen den 56 externen Messungen und dem D-3km.M2. Die Messhöhen liegen zwischen 80 m und 140 m ü. G. und das Messintervall beträgt 1 Jahr. Die Verifikation wurde durchgeführt von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll

Abb. 3 zeigt die Abweichung in Prozent der Windgeschwindigkeit jeder Messung, einmal für den Windatlas vor dem Remodelling (WRF Output, blau) und für das Endprodukt mit Remodelling (D-3km.M2, rot). Zum einen können der deutliche positive Bias der Onshore Messungen und die leicht negativen Abweichungen der Offshore Stationen durch das Remodelling behoben werden. Zum anderen liegen die meisten Stationen nach dem Remodelling im Bereich von ± 5 % (71% der Messungen), was eine signifikante Verbesserung darstellt. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 84.2% und der mittlere Bias liegt bei -0.2%. Der RMSE der Abweichung liegt mit 4.4% unter der 5%-Marke.

Außerdem wurde eine externe Verifikation von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Verifikation werden in Abb. 4 dargestellt. Bei dieser Verifikation wurden vor allem die für die Windkraftanlagen relevanten Höhen zwischen 80 m und 140 m ü. G. untersucht.

In Abb. 4 wird der Bias der Windgeschwindigkeit und zusätzlich der Bias der Energiedichte für 56 externe Windmessungen dargestellt. Die Abweichungen der Windgeschwindigkeit zwischen Messung und dem D-3km.M2 liegen bei den meisten Stationen (88% der Messungen) im Bereich von ± 7%. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 84.8% und der mittlere Bias liegt bei 0.9%. Der RMSE der Abweichung liegt mit 5.3% nur knapp oberhalb der 5%-Marke. Die Abweichungen der Energiedichte sind ebenfalls sehr gering (Bias 0.7% und RMSE 6.8%). Dies ist vor allem für die Berechnung von Erträgen und Marktwerten relevant. Im Zuge des „Remodelling“-Verfahrens werden insbesondere die Weibull-Verteilung und das Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit deutlich besser getroffen, sodass der Bias der Energiedichte bei 93% der Messungen im Bereich von ± 10% liegt.

Standortspezifische Zeitreihen der Windgeschwindigkeit

Im Rahmen des Remodelling-Verfahrens wurde eine standortspezifische Höhenkorrektur mithilfe von CFD Simulationen an verschiedenen, komplexen Messstandorten entwickelt. Mit dem CFD Modell Meteodyn werden die 3 x 3 km² Atlaszeitreihen der Teststandorte hochaufgelöst modelliert. Die orographischen Informationen sind dem SRTM-Datensatz (3 arcsec ~ 90 m) entnommen.

Da die Höhenkorrektur ein Teil des Remodelling Prozesses ist, um den Höhenunterschied zwischen Atlaszelle und Messung zu berücksichtigen, stellt die standortspezifische Höhenkorrektur vor allem in komplexen Regionen eine deutliche Verbesserung der mittleren Windgeschwindigkeit dar. Im flachen Gelände hat die Höhenkorrektur keinen signifikanten Einfluss aufgrund der geringen Höhenunterschiede. Die Höhenkorrekturfunktion wird beim Auslesen von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf jeden Zeitschritt angewendet.

Anhang B Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Referenz
CFD	Computational Fluid Dynamics
D-3km.M2	anemos Windatlas für Deutschland 3km, Basis: MERRA-2 Daten
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EWS	Extreme Wind Speed
ISO	Internationale Organisation für Normung
MERRA-2	Reanalysedatensatz, “The Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications 2 ”
QQ-Verteilung	Quantile-Quantile-Verteilung
R / R²	Korrelationskoeffizient / Bestimmtheitsmaß
RMSE	Root mean squared error
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
StdAbw	Standardabweichung
UTM	Universale Transversale Mercatorprojektion
VarK	Variationskoeffizient
Vref	Extremwindgeschwindigkeit für den Bezugszeitraum
WEA	Windenergieanlage
WRF	The Weather Research and Forecasting Model

F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung von WEA am Standort Alfstedt

Referenz-Nummer:
2024-D-074-P1

Auftraggeber:
ENERCON GmbH
Dreekamp 5, 26605 Aurich

Die Ausarbeitung der Dokumentation erfolgte durch:
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:



Kay-Uwe Rosseburg, Sachverständiger, Hamburg, 23.10.2024

Geprüft:



Dipl.-Ing. Kai Deponte, Sachverständiger, Hamburg, 23.10.2024

Urheber- und Nutzungsrecht:
Urheber des Berichts ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung und Hintergrund....3
1.1 Aufgabenstellung der Standortbesichtigung....3
1.2 Vorgehensweise: Dokumentation und Datenerhebung....3
1.3 Erfassung von Einzelstrukturen....4
2 Eingangsdaten....5
2.1 Windparkkonfiguration....5
2.2 Übersichtskarten Windpark....9
3 Dokumentation der Standortbesichtigung für den WEA-Standort Alfstedt....11
3.1 Allgemeine Angaben....11
3.2 Vorgehensweise bei dieser Standortbesichtigung....11
3.3 Bemerkungen zu potentiell relevanten Strukturen....11
3.4 Potentiell relevante Strukturen und orografische Hindernisse für jede zu besichtigende WEA..12
3.5 Fotopunkte....13
4 Formelzeichen und Abkürzungen....14
Anhang A: Fotostrecken Geländeübersicht....15
A.1 Fotopunkt FPG1....15
Anhang B: Fotostrecken Besonderheiten....16
B.1 Fotopunkt FPB1 – Umspannwerk....16
Anhang C: Geländekategorien nach DIN EN 1991-1-4/NA....17

1 Aufgabenstellung und Hintergrund

1.1 Aufgabenstellung der Standortbesichtigung

Gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012, ist eine Standortbesichtigung durchzuführen. Im Rahmen des Nachweises der Standorteignung dient die Standortbesichtigung der Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort und der Bestimmung der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12.

Weiterhin sollen Einzelstrukturen identifiziert werden, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen auf den Rotor einer zu betrachtenden Windenergieanlage (WEA) nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Einzelstrukturen können dann nicht als Rauigkeitselement aufgelöst werden und ihr Einfluss ist gesondert zu bewerten.

Die Aufgabenstellung der Standortbesichtigung ist

- die Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort auf Grundlage der DIBt 2012,
- die Bestimmung der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 Anhang NA.B (siehe Anhang C),
- die Identifizierung relevanter Einzelstrukturen für geplante WEA und zu betrachtende bestehende WEA (typischerweise $8D_{neu}$ Abstand) wie z.B.:
  - ausgeprägte Waldkanten,
  - schroffe Geländekanten (z.B. Steilhänge, Klippen),
  - bauliche Strukturen.

Die Verifizierung der Windparkkonfiguration ist nicht Umfang der Standortbesichtigung. Benachbarte WEA sind nicht als Einzelstrukturen aufzuführen.

1.2 Vorgehensweise: Dokumentation und Datenerhebung

Standortbesichtigungen werden immer vor Ort im Windpark nach o.g. Richtlinien durchgeführt. Betrachtungen und Bewertungen nach Aktenlage, auf Grundlage von Satellitenfotos, etc. sind nicht ausreichend, da deren Datengrundlage veraltet sein kann. Berichte älter als ein Jahr können nicht als belastbar eingestuft werden.

Die Erfassung der Einzelstrukturen während der Standortbesichtigungen können mit Bezug auf die einzelnen WEA-Standorte oder mit Bezug auf die einzelnen potentiell relevanten Strukturen durchgeführt werden.

D.h. es werden entweder ausgehend von jedem einzelnen WEA-Standort die Abstände zu potentiell relevanten Strukturen, sowie deren Höhe und Eigenschaft erfasst, oder alternativ werden die Position und Ausdehnung der einzelnen Strukturen (z.B. Eckpunkt-Koordinaten) sowie deren Höhe und Eigenschaft erfasst.

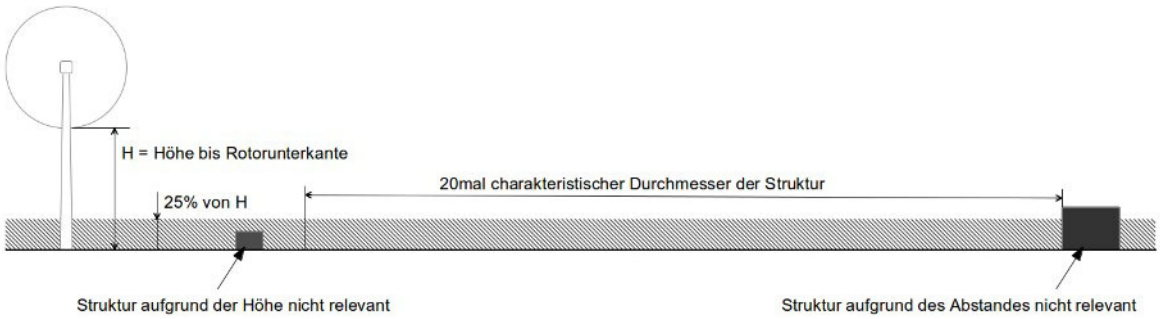
1.3 Erfassung von Einzelstrukturen

Einzelstrukturen sind dann eindeutig nicht relevant,

- wenn sie nicht höher sind als 25% der Höhe der Rotorunterkante über Grund (Hinweis: Bei Waldkanten darf die effektive Höhe je nach Dichte der Vegetation geringer angenommen werden als die Gesamthöhe der Bäume)

  oder

- wenn sie weiter vom WEA-Standort entfernt sind als das 20fache ihres charakteristischen Durchmesser bzw. Längenmaßes (z.B. Durchmesser eines Silos, längste sichtbare Kante eines Gebäudes, Höhe der Waldkante).



Alle Strukturen, die größer oder näher als o.g. Kriterien sind, werden als potentiell relevant eingestuft und werden erfasst. Sie werden im Weiteren durch einen F2E-Gutachter betrachtet und bewertet.

2 Eingangsdaten

2.1 Windparkkonfiguration

Am Standort Alfstedt plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind nachfolgend in Tabelle 2.1.1 dargestellt.

Auf Basis der übermittelten Koordinaten, den Daten zu Nabenhöhe und Rotordurchmesser wurden die WEA festgestellt, die im Radius von 8D um die neu geplanten WEA liegen und deren Umfeld untersucht werden muss (siehe Abbildung 2.2.1).

Die in Tabelle 2.1.1 und Abbildung 2.2.1 dargestellten Daten entsprechen dem Planungsstand zum Zeitpunkt der Standortbesichtigung.

Im Fokus der Standortbesichtigung steht der Standort im Umfeld des Windparks. Für die Besichtigung muss daher keine finale Windparkkonfiguration vorliegen. Änderungen an den WEA-Daten (z.B. Koordinaten, NH oder RD) führen in der Regel nicht dazu, dass die Standortbesichtigung neu erfolgen oder der Bericht angepasst werden muss. Im Einzelfall ist dann zu überprüfen, inwieweit die Informationen aus der Standortbesichtigung weiterhin belastet werden können.

Tabelle 2.1.1: *Vom Auftraggeber übermittelte Daten zur Windparkkonfiguration.*

	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84)		WEA-Typ	PN [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	25% Höhe Rotorunterkante ü. Grund [m]
			East	North					
	1	WEC1	32503961	5934383	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	2	WEC2	32503950	5934733	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	3	newwec1	32499785	5932567	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	4	newwec2	32500104	5932551	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	5	newwec3	32500385	5932705	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	6	newwec4	32500184	5933005	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	7	newwec5	32500157	5933703	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	8	ExWEC8	32501297	5932997	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	9	ExWEC9	32500704	5933261	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	10	ExWEC10	32500969	5932835	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160.0	138.3	22.7
	11	EXWEC12	32497286	5931565	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	12	EXWEC13	32497860	5931835	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	13	EXWEC14	32496608	5932536	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	14	EXWEC15	32495896	5931845	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	15	EXWEC16	32498338	5932174	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	16	EXWEC17	32495934	5932208	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6

	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84)		WEA-Typ	PN [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	25% Höhe Rotorunterkante ü. Grund [m]
			East	North					
	17	EXWEC18	32497683	5931457	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	18	EXWEC19	32502439	5932745	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	19	EXWEC20	32502201	5932417	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	20	EXWEC21	32501724	5933035	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	21	EXWEC22	32502118	5932991	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	22	EXWEC23	32501968	5933357	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	23	EXWEC24	32502486	5933153	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	24	EXWEC25	32501081	5933389	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	25	EXWEC26	32501506	5933371	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.80	161.0	158.0	20.5
	26	1010196	32503632	5934583	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	99.0	101.0	12.1
	27	1011296	32497184	5933249	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	28	1011297	32496917	5932986	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	29	1011298	32497584	5933016	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	30	1011299	32496992	5932669	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	31	1011300	32497546	5932561	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	32	1011303	32496862	5932256	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	33	1011305	32497906	5932202	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6

	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84)		WEA-Typ	PN [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	25% Höhe Rotorunterkante ü. Grund [m]
			East	North					
	34	1011307	32496286	5931994	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6
	35	1011308	32497446	5931984	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149.0	101.0	24.6

2.2 Übersichtskarten Windpark

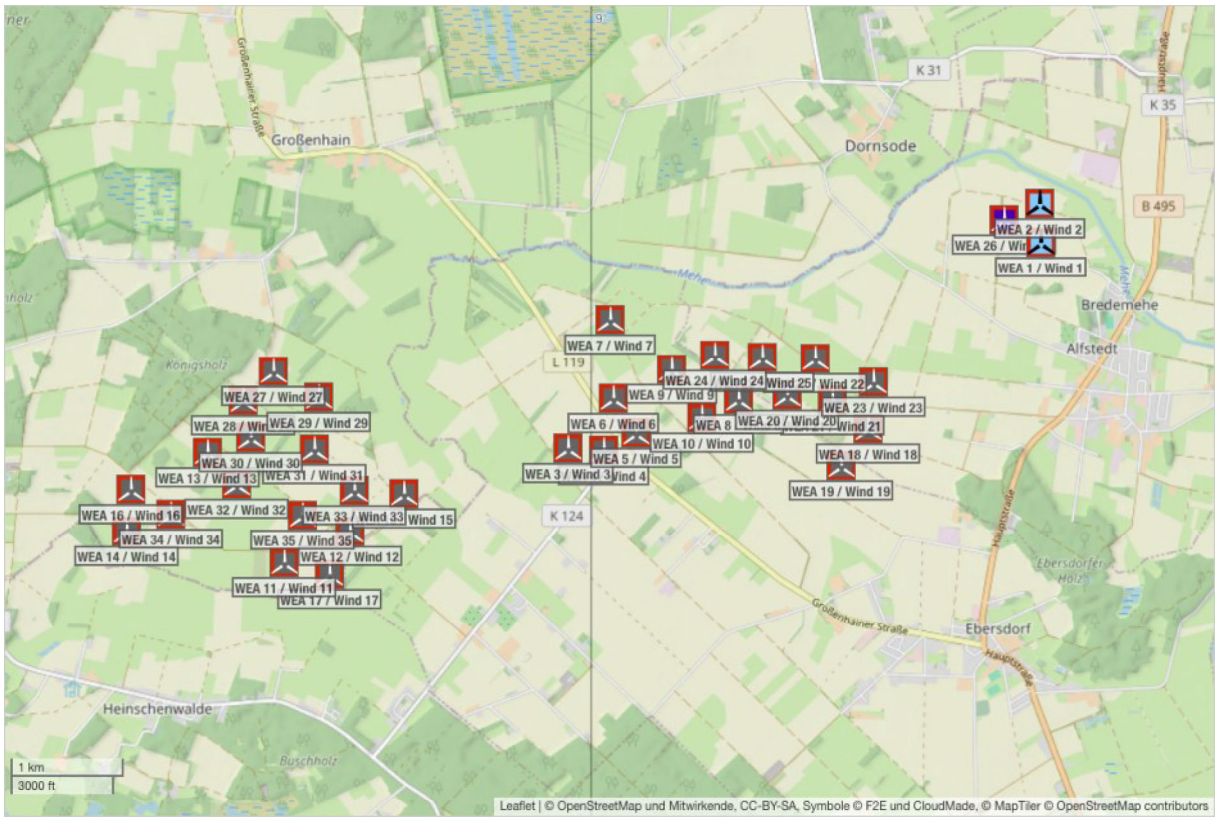


Abbildung 2.2.1: *Gesamtübersichtskarte Windpark.*

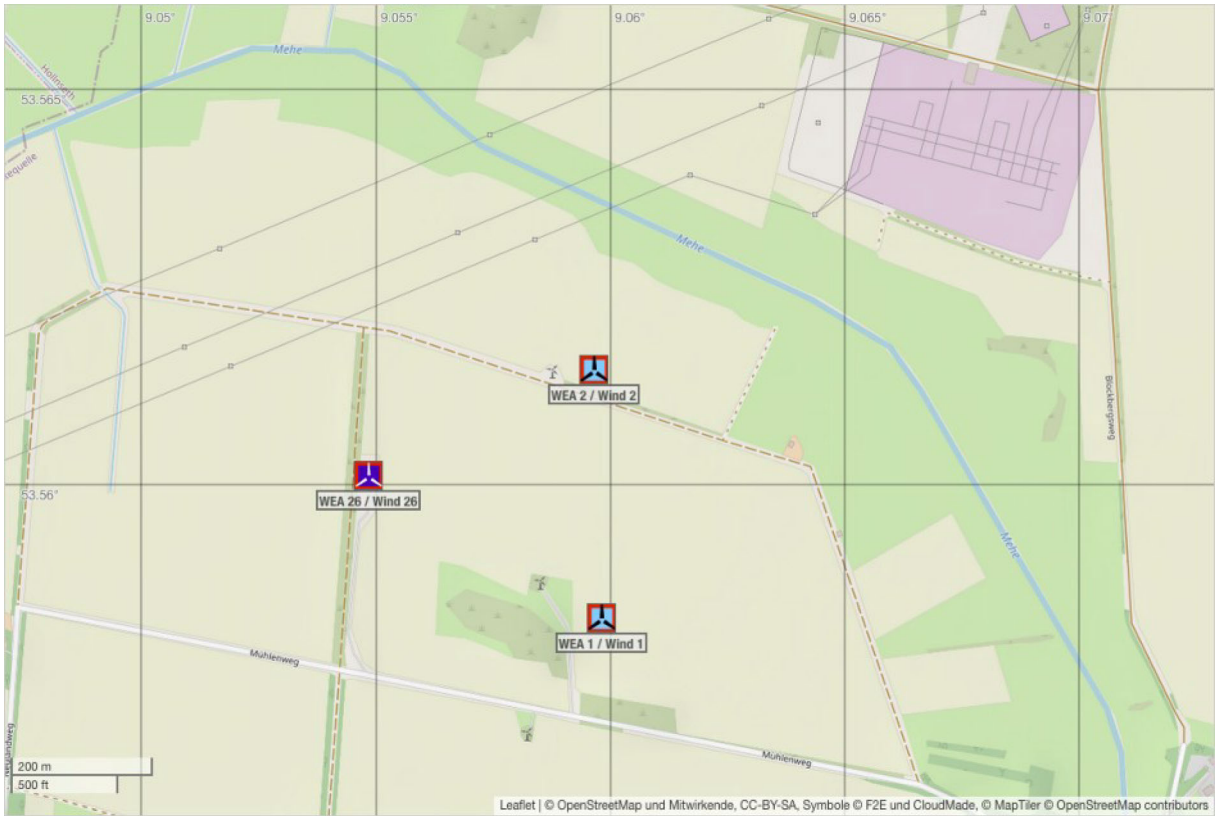


Abbildung 2.2.2: *Teilübersichtskarte des Windparks.*

Tabelle 2.2.1: *Erläuterung der verwendeten Symbole.*

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Geplante WEA.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA zu untersuchen ist.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu untersuchen ist.

3 Dokumentation der Standortbesichtigung für den WEA-Standort Alfstedt

3.1 Allgemeine Angaben

Standort	Alfstedt
Besichtigt durch	Kay-Uwe Rosseburg
Datum der Besichtigung	21.10.2024
Besichtigungszeitraum vor Ort	10:55 - 11:15
Vorgeschlagene Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA	II

3.2 Vorgehensweise bei dieser Standortbesichtigung

Zur Erfassung potentiell relevanter Einzelstrukturen wurde folgende Arbeitsweise gewählt:

- Fotodokumentation des Gebietes von einem repräsentativen Standort dessen Position in Abbildung 3.5.1 eingetragen ist (s. Anhang A),
- Fotodokumentation aller potentiell relevanten Strukturen und orografischen Hindernisse durch einen weiteren Fotopunkt (s. Anhang B),
- Erfassung der Koordinaten der potentiell relevanten Strukturen und orografischen Hindernisse sowie Abgleich mit dem Kartenmaterial,
- Erfassung der Details, wie Höhe, Durchmesser oder charakteristisches Längenmaß; bauliche, orografische, natürliche Eigenschaften.

Ferner wurde der Bereich, in dem sich die zu besichtigenden WEA befinden, großräumig abgefahren und auf potentiell relevante Strukturen hin untersucht.

3.3 Bemerkungen zu potentiell relevanten Strukturen

Das zu untersuchende Gebiet ist ein flaches, offenes, agrar- und forstindustriell genutztes Gelände mit Wiesen und Äckern, durchsetzt von Baumreihen und Baumgruppen.

Die maximale Höhe der Bäume und Gehölze überragt in relevanter Entfernung an keiner Stelle 18m (Straßenbegleitgrün, Feldgehölze, Baumgruppen).

Der Waldbestand des zu besichtigenden Gebietes entspricht weitgehend dem vorliegenden Kartenmaterial. In den Karten sind nur die größeren Waldgebiete verzeich-

net. Daneben existieren noch zahlreiche kleinere Baumgruppen und Alleebäume.

Die Baumhöhe wurde vor Ort an mehreren Punkten geschätzt und diese, zusammen mit den Fotopunkten, in der Abbildung 3.5.1 eingezeichnet.

Es befindet sich ein Umspannwerk in ca. 600m Entfernung nordöstlich von WEA 2 mit Strommasten mit einer Höhe von ca. 40m (s. Fotopunkt FPB 1 in Anhang B).

Im Planungsgebiet befinden sich darüber hinaus keine baulichen oder natürlichen Strukturen, die näher als das Zwanzigfache ihrer charakteristischen Eigenlänge an den Standorten der zu besichtigenden WEA liegen und höher als 25% der Höhe der Rotorunterkanten über Grund sind.

3.4 Potentiell relevante Strukturen und orografische Hindernisse für jede zu besichtigende WEA

Das Umfeld aller zu besichtigenden WEA wurde auf potentiell relevante Strukturen in Abhängigkeit von 25% der Höhe der Rotorunterkante über Grund untersucht. Die jeweiligen Beschreibungen befinden sich in Tabelle 3.4.1.

Tabelle 3.4.1 *Beschreibung des Umfeldes der besichtigten WEA.*

Lfd. Nr. WEA	Beschreibung potentiell relevanter Einzelstrukturen
1	keine
2	Umspannwerk mit Höhen bis ca. 40m in ca. 600m Entfernung in NO
26	Alleebäume mit einer Höhe von ca. 15m in ca. 25m Entfernung in W

3.5 Fotopunkte

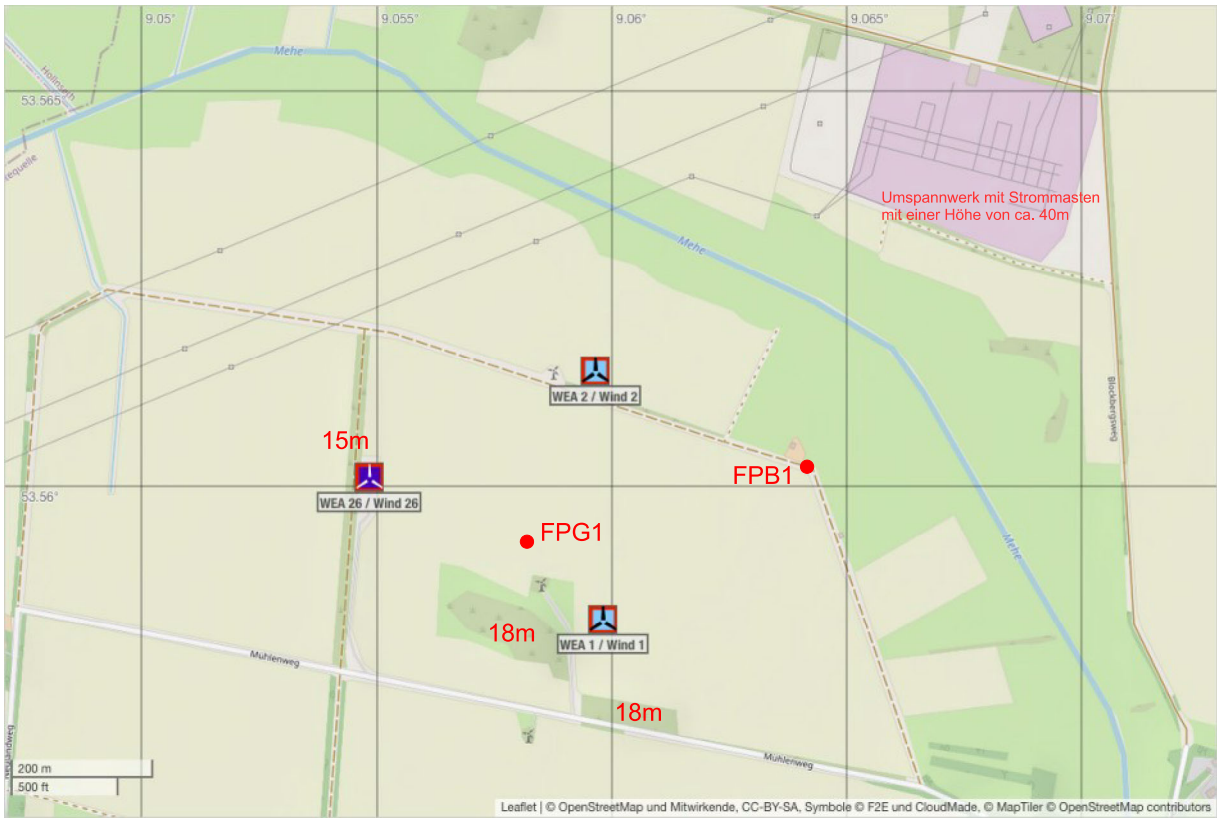
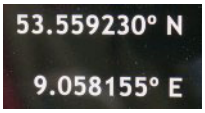
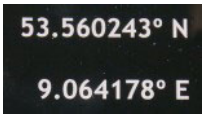


Abbildung 3.5.1: *Karte mit eingetragenen Fotopunkten zur Geländeübersicht.*

Tabelle 3.5.1: *Erläuterung der verwendeten Symbole.*

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Geplante WEA.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA zu untersuchen ist.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu untersuchen ist.
•	Durchnummerierte Fotopunkte FP1, etc.
9m	Baumhöhen oder Höhen potentiell relevanter Strukturen

Tabelle 3.5.2: *Fotografischer Nachweis der Standortbesichtigung.*

Standort	Anhang	Foto GPS - Display
Fotopunkt FPG 1	Anhang A	
Fotopunkt FPB1 Umspannwerk	Anhang B	

4 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik	
PD	Potsdam-Datum	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
GK	Geländekategorie	
üNN	über Normal-Null	
D	Rotordurchmesser	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe	[m]
h	Höhe über Grund	[m]

Anhang A: Fotostrecken Geländeübersicht

A.1 Fotopunkt FPG1

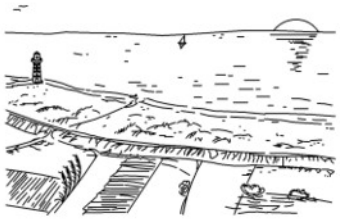
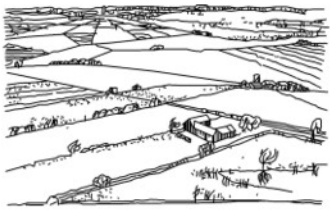
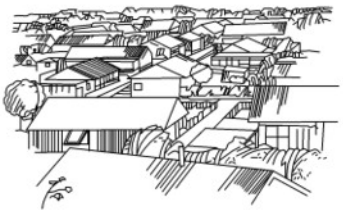
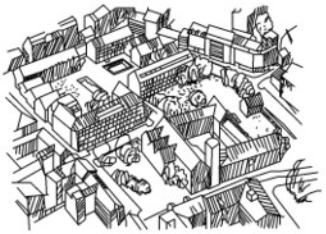
Blick in Richtung S:	Blick in Richtung SW:	Strukturen
		
Blick in Richtung W:	Blick in Richtung NW:	
		
Blick in Richtung N:	Blick in Richtung NO:	
		
Blick in Richtung O:	Blick in Richtung SO:	
		

Anhang B: Fotostrecken Besonderheiten

B.1 Fotopunkt FPB1 – Umspannwerk

Umspannwerk	Bemerkungen
	Umspannwerk mit Strommasten mit einer Höhe bis ca. 40m in ca. 600m Entfernung in NO von WEA 2;

Anhang C: Geländekategorien nach DIN EN 1991-1-4/NA

Geländekategorie I Offene See; Seen mit mindestens 5 km freier Fläche in Windrichtung; glattes, flaches Land ohne Hindernisse Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}01$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}12$	
Geländekategorie II Gelände mit Hecken, einzelnen Gehöften, Häusern oder Bäumen, z. B. landwirtschaftliches Gebiet Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}05$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}16$	
Geländekategorie III Vorstädte, Industrie- oder Gewerbegebiete; Wälder Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}30$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}22$	
Geländekategorie IV Stadtgebiete, bei denen mindestens 15 % der Fläche mit Gebäuden bebaut sind, deren mittlere Höhe 15 m überschreitet Rauigkeitslänge $z_0 = 1{,}05$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}30$	

F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Alfstedt

Referenz-Nummer:
2024-D-074-P3-R0

Auftraggeber:
ENERCON GmbH
Dreekamp 5, 26605 Aurich

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:



Dipl.-Ing. (FH) Silva Mäusling, Sachverständige, Hamburg, 05.11.2024

Geprüft:



Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger, Hamburg, 05.11.2024

Urheber- und Nutzungsrecht:
Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Eine Veröffentlichung und Bereitstellung der ungekürzten Fassung des Gutachtens zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung....3
2 Grundlagen....4
2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen....4
2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten....11
2.3 Auslegungswerte....12
2.3.1 Turbulenzintensität....12
2.3.2 Windgeschwindigkeit....12
2.3.3 Weitere Windbedingungen....12
2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden....13
2.4.1 Bestimmung der Komplexität....13
2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität....14
2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten....15
2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten....17
2.4.5 Bestimmung der Luftdichte....17
2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten....17
2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung....18
2.4.8 Extrapolation der Winddaten....18
2.5 Gültigkeit der Ergebnisse....19
2.5.1 Betriebsbeschränkungen....20
2.6 Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten....21
2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen....21
2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen....21
2.6.3 Einfluss der Umgebungsbedingungen....23
3 Eingangsdaten....24
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte....24
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort....24
3.3 Extremwind am Standort....25
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort....25
3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen....25
4 Bestimmung der Standortbedingungen....26
4.1 Standortbesichtigung....26
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen....27
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren....27
5 Nachweis der Standorteignung....27
5.1 Allgemeine Hinweise....27
5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen....28
5.2.1 Erläuterungen und Hinweise....30



5.2.2 Betriebsbeschränkungen....30
5.2.3 Einschränkungen....30
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten....30
6 Zusammenfassung....31
7 Literaturangaben....33
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Alfstedt A.1

1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, Windenergieanlagen (WEA) hinsichtlich ihrer Standorteignung gemäß Kapitel 16 (Standorteignung von Windenergieanlagen) der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ zu betrachten und zu bewerten.

Voraussetzung für einen Nachweis der Standorteignung ist gemäß /2.8/ das Vorliegen einer gültigen Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für die WEA. Im Folgenden ist die Möglichkeit der Einzelprüfung stets eingeschlossen, wenn von Typenprüfung gesprochen wird, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Der Nachweis der Standorteignung der WEA erfolgt entweder durch einen Vergleich der am jeweiligen Standort der WEA herrschenden Windbedingungen mit den Windbedingungen, die der Typenprüfung zugrunde liegen, oder durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten, die der Typenprüfung zugrunde liegen (siehe auch Kapitel 2).

Die Windbedingungen sind in den jeweiligen DIBt-Richtlinien /2.6, 2.7, 2.8/ festgelegt und Bestandteil der Typenprüfung einer WEA. Auf Basis dieser Windbedingungen und der daraus resultierenden Lasten garantiert eine Typenprüfung nach /2.6, 2.7, 2.8/ eine Entwurfslebensdauer der WEA von mindestens 20 Jahren.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch Nachbar-WEA erhöhte Turbulenzbelastung einer WEA können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines BImSchG-Antrages herangezogen werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA zumutbar sind, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Das vorliegende Gutachten zur Standorteignung ist daher gleichzeitig eine Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG.

2 Grundlagen

WEA sind Umweltbedingungen und elektrischen Bedingungen ausgesetzt, die Belastung, Haltbarkeit und den Betrieb beeinflussen können. Die Umweltbedingungen werden in Wind- und andere Umweltbedingungen unterteilt. Für die Integrität der Konstruktion sind die Windbedingungen die primär zu berücksichtigenden Einflussfaktoren.

Der Nachweis der Standsicherheit von Turm und Gründung einer WEA wird in Form einer Typenprüfung nach der jeweils gültigen DIBt-Richtlinie /2.6, 2.7, 2.8/ geführt. Hierzu definieren die Richtlinien Windzonen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Turbulenzparametern, welche die meisten Anwendungsfälle erfassen sollen, jedoch keinen spezifischen Standort einer WEA exakt abbilden. Auf Basis der Windbedingungen der Windzone werden anschließend die Lasten der WEA durch den Hersteller ermittelt.

Das vom Hersteller verwendete Modell zur Berechnung der Lasten und die Berechnungsergebnisse werden durch unabhängige Berechnungen im Rahmen der Typenprüfung durch eine akkreditierte Stelle geprüft und bestätigt.

Im konkreten Einzelfall der Errichtung einer WEA ist die Anwendbarkeit der Typenprüfung nachzuweisen. Dies kann auf zwei Wegen geschehen. Zum einen durch einen Vergleich der standortspezifischen Windbedingungen mit den Windbedingungen der Typenprüfung oder zum anderen durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten der Typenprüfung. Im zweiten Fall dienen die standortspezifischen Windbedingungen als Eingangswerte für die Ermittlung der standortspezifischen Lasten. Das bedeutet insbesondere, dass kein neuer Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung geführt wird, sondern dass jeweils die Randbedingungen der Typenprüfung, also des bestehenden Standsicherheitsnachweises, überprüft werden.

Abbildung 2.1.1 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

Gemäß /2.2, 2.3/ sind für neu geplante WEA folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50},
- Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$,
- Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$,

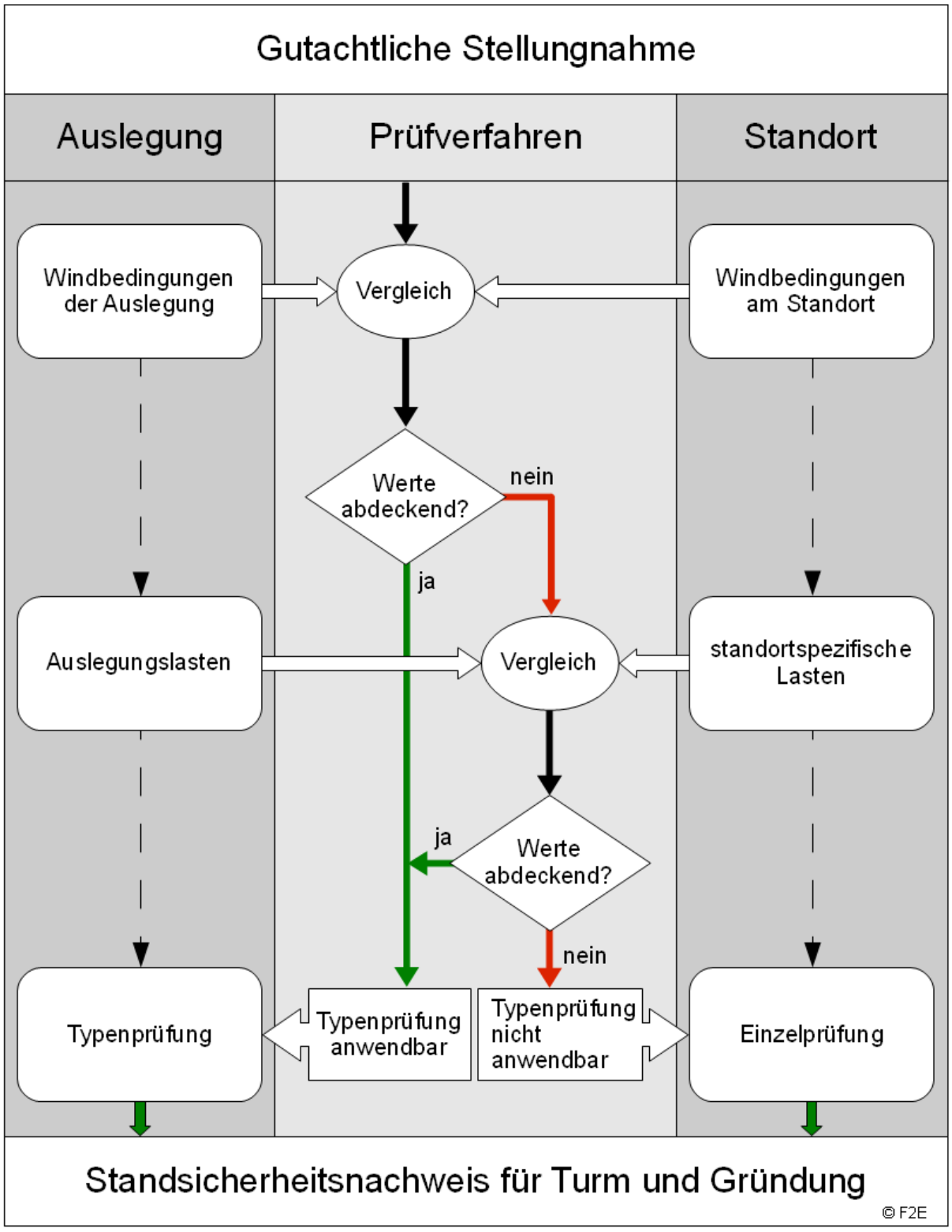


***Abbildung 2.1.1**: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.*

- Extremwerte der Turbulenzintensität,
- Höhenexponent α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils,
- mittlere Neigung der Anströmung,
- mittlere Luftdichte ρ für Windgeschwindigkeiten $\geq v_r$.

In /2.4/ wurde der Windgeschwindigkeitsbereich, für den die Windgeschwindigkeitsverteilung und die Turbulenzintensität nachgewiesen werden müssen, von $0.2v_{ref}$ – $0.4v_{ref}$ auf v_{ave} – $2v_{ave}$ geändert. Dieser Windgeschwindigkeitsbereich kann daher alternativ zugrunde gelegt werden.

Überschreitungen der Extremwerte der Turbulenzintensität treten typischerweise stets mit Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf. Für einen Nachweis durch einen Vergleich der Windbedingungen werden die Extremwerte der Turbulenzintensität daher nicht explizit ausgewiesen. Diese sind gegebenenfalls dann im Rahmen eines Nachweises durch einen Vergleich der Lasten (siehe Kapitel 2.2) zu berücksichtigen und werden daher in den Ergebnissen im Anhang aufgeführt.

Zusätzlich werden in /2.3/ Nachweise für Extremwerte des Windgradienten gefordert. Der Nachweis für Extremwerte des Windgradienten ist mit /2.4/ wieder entfallen und wird daher hier nicht berücksichtigt.

Werden abweichend von den in /2.2 - 2.4/ definierten Turbulenzkategorien individuelle Auslegungswerte der Turbulenzintensität definiert, kann es notwendig sein, den zu bewertenden Windgeschwindigkeitsbereich auf den gesamten Betriebsbereich der WEA auszudehnen.

Den Ermittlungen der Standortbedingungen ist nach /2.8/ dabei eine Standortbesichtigung zugrunde zu legen.

Alternativ zum oben genannten Nachweis nach /2.2, 2.3/ kann nach /2.8/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden, wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /2.2, 2.3/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Turbulenzintensität,
- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} (nur wenn die Windzone der Typenprüfung nicht die Windzone des jeweiligen Standortes der WEA abdeckt).

Nach /2.8/ muss dabei die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe 5% kleiner sein als der Auslegungswert oder die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe muss kleiner gleich dem Auslegungswert und der Formparameter k der Weibull-Verteilung gleichzeitig größer gleich 2 sein.

Das vereinfachte Verfahren setzt an dieser Stelle voraus, dass der Auslegungswert des Formparameters der Weibullverteilung einen Wert von 2.0 aufweist. Bei abweichenden Auslegungswerten muss die Bewertung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit und des Formparameter k der Weibull-Verteilung über einen Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Verteilung der Auslegung entsprechend /2.2, 2.3/ erfolgen.

Im Rahmen der Überarbeitung der internationalen Richtlinie /2.2, 2.3/ wurde ein Verfahren entwickelt, das die Bewertung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf Basis der Parameter der entsprechenden Weibull-Verteilung ermöglicht /2.4/. Dieses Verfahren kann angewendet werden, wenn sich die standortspezifische Kurve der Häufigkeitsverteilung und die der Auslegung schneiden. Gemäß /2.4/ sind verschiedene Kombinationen des Formparameters k der Weibull-Verteilung und der normierten mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe möglich, die durch den schraffierten Bereich in Abbildung 2.1.2 dargestellt sind. Für WEA, die nicht für einen Formparameter der Weibullverteilung von k = 2 ausgelegt sind, kann das Diagramm in konservativer Weise angepasst werden.

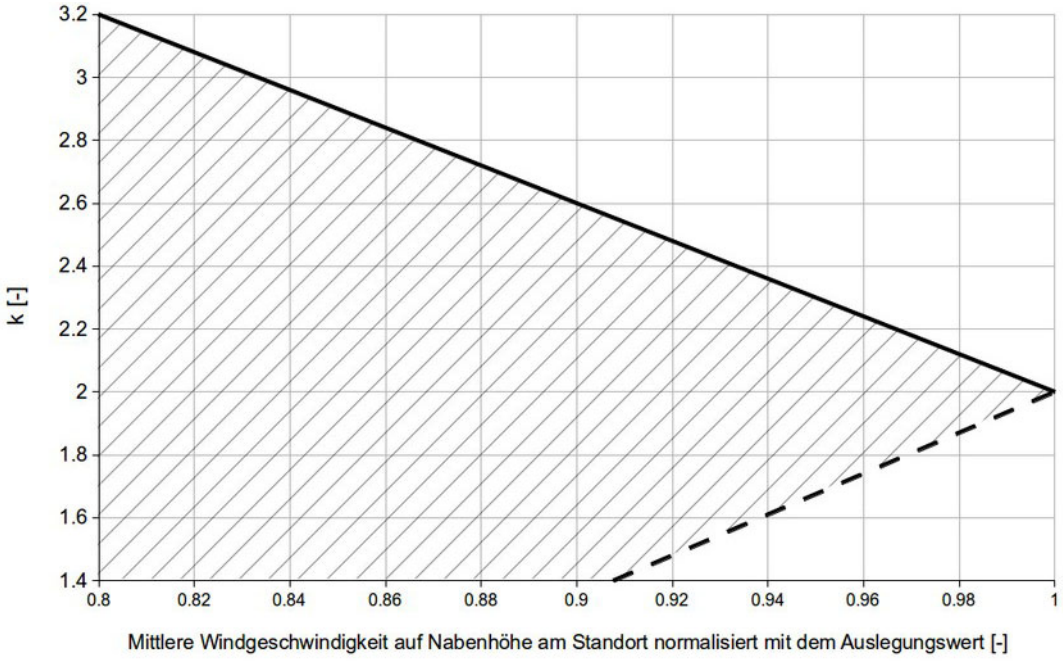


Abbildung 2.1.2: *Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).*

Für bestehende WEA, die nach den DIBt-Richtlinien von 1995 bzw. 2004 /2.6, 2.7/ errichtet wurden, darf der Nachweis der Standorteignung weiterhin nach dem in der DIBt-Richtlinie von 2004 /2.7/ genannten Verfahren erfolgen.

Gemäß /2.4/ kann bei Luftdichten, die die Auslegungswerte überschreiten, der Nachweis alternativ erbracht werden, indem gezeigt wird, dass folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\rho_{Auslegung} \cdot \left(V_{ave,Auslegung}\right)^2 \geq \rho_{Standort} \cdot \left(V_{ave,Standort}\right)^2$$

Die Bedingung entspricht einem Vergleich des standortspezifischen, mittleren Geschwindigkeitsdrucks mit dem Wert der Auslegung.

Der nachzuweisenden Turbulenzintensität kommt insofern eine besondere Bedeutung zu, da die Turbulenzintensität die einzige Windbedingung ist, über die eine Bewertung des Einflusses der WEA untereinander erfolgt.

Dieser Einfluss ist nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ zu berücksichtigen, wenn der auf den Rotordurchmesser D der jeweils größeren WEA bezogene Abstand zwischen zwei WEA für typische küstennahe Standorte kleiner gleich fünf und für typische Binnenstandorte kleiner gleich acht Rotordurchmesser beträgt /2.8/. Für größere Abstände braucht eine Beeinflussung der WEA unterein-

ander nicht betrachtet zu werden. Im Folgenden wird dabei konservativ immer der größere Einflussbereich von 8D zugrunde gelegt.

Hieraus folgen unmittelbar die benachbarten WEA, für die eine Standorteignung im Rahmen des betrachteten Zubaus der geplanten WEA erneut nachzuweisen ist. Da es einen Einfluss der geplanten WEA auf diese benachbarten WEA nur in Form einer Erhöhung der Turbulenzintensität gibt, ist für benachbarte WEA unabhängig von der anzuwendenden DIBt-Richtlinie auch nur diese Windbedingung erneut zu überprüfen.

Abbildung 2.1.3 gibt einen Überblick über die jeweils nachzuweisenden Windbedingungen.

Liegt eine der oben aufgeführten für den Nachweis der Standorteignung erforderlichen Windbedingungen oberhalb des entsprechenden Auslegungswertes, der bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurde, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Windbedingungen nicht möglich.

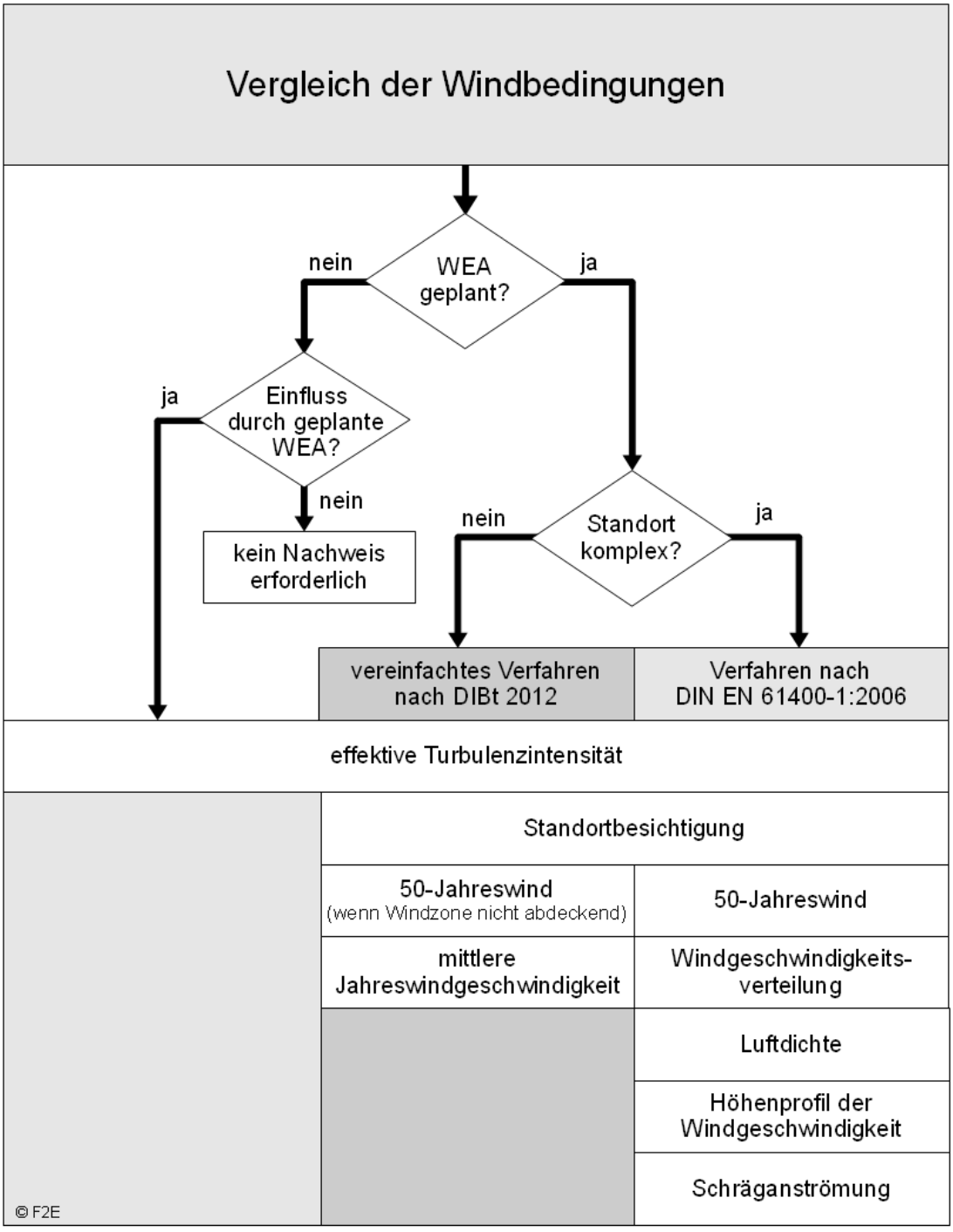


***Abbildung 2.1.3**: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.*

2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten

Die entsprechend dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Verfahren ermittelten Windbedingungen können als Eingangsparameter für einen standortspezifischen Nachweis durch einen Vergleich der Lasten verwendet werden.

Im Falle eines Windparks mit entsprechendem Einfluss von benachbarten WEA sind nach /2.2/ sowohl die Betriebs- als auch die Extremlasten nachzuweisen. Für die Betriebslasten sind gemäß /2.2, 2.3/ hierzu der Auslegungslastfall DLC 1.2 unter Berücksichtigung der effektiven Turbulenzintensität und für die Extremlasten die Auslegungslastfälle DLC 1.1 oder 1.3 sowie der DLC 1.5 nachzurechnen.

Alternativ hierzu kann nach /2.8/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden, wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /2.2, 2.3/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Lasten zu ermitteln:

- Betriebslasten, wenn die mittlere Windgeschwindigkeit oder die Turbulenzintensität überschritten sind.
- Extremlasten, wenn der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} überschritten ist.

Eine solche standortspezifische, detaillierte Lastberechnung ist im Vergleich zu dem in Kapitel 2.1 dargestellten Nachweis durch einen Vergleich der Windbedingungen sehr aufwändig. Sie kann in der Regel nur vom jeweiligen Hersteller durchgeführt werden.

Diese standortspezifischen Lasten können mit den entsprechenden Auslegungslasten der Typenprüfung verglichen werden. Liegen die standortspezifischen Lasten unterhalb bzw. auf dem Niveau der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist die Standorteignung der WEA gegeben.

Liegen die standortspezifischen Lasten oberhalb der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Lasten nicht möglich.

In diesem Fall kann die Typenprüfung der WEA nicht angewendet werden und ein Einzelnachweis durch den Hersteller ist erforderlich.

2.3 Auslegungswerte

2.3.1 Turbulenzintensität

Die Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in den DIBt-Richtlinien von 1993/1995 /2.6/ und 2004 /2.7/ noch unabhängig von der Windzone definiert. Der Auslegungswert liegt gemäß DIBt-Richtlinie von 1993/1995 konstant bei 0.2 (20%). Die DIBt-Richlinie von 2004 /2.7/ schreibt die Turbulenzkategorie A nach /2.1/ vor.

In der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ wird die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1:2006 /2.2/ nur noch empfohlen. Grundsätzlich können auch andere Auslegungswerte der Turbulenzintensität zugrunde gelegt werden. In vielen Fällen finden hier die in den internationalen Richtlinien /2.2, 2.3, 2.4/ definierten Turbulenzkategorien Anwendung.

2.3.2 Windgeschwindigkeit

Die Typenprüfung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ erfolgt für eine bestimmte Windzone. Abhängig von der Windzone ist sowohl der Auslegungswert des 10-min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} als auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} definiert. Diese Werte sind abhängig von der Nabenhöhe und unterscheiden sich in den einzelnen Windzonen. Der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} kann weiterhin entweder gemäß /2.9/ oder nach einer vereinfachten Formel gemäß /2.8/ bestimmt werden. Die Auslegungswerte sind daher der individuellen Typenprüfung der WEA zu entnehmen und können nicht allgemeingültig angegeben werden. Die Windgeschwindigkeitsverteilung ergibt sich in allen Fällen aus der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe unter Verwendung einer Rayleigh-Verteilung.

Nach den DIBt-Richtlinien /2.6, 2.7, 2.8/ werden die Auslegungswerte der Windgeschwindigkeit in die Windzonen 1 bis 4 bzw. I bis IV unterteilt, wobei die Windzone 4 oder IV die höchsten Auslegungswerte aufweist. In der zitierten Literatur werden hier sowohl arabische als auch römische Zahlen verwendet.

2.3.3 Weitere Windbedingungen

Den nach /2.2, 2.3/ zusätzlich nachzuweisenden Windbedingungen liegen im allgemeinen nach den DIBt-Richtlinien /2.7, 2.8/ folgende Auslegungswerte zugrunde:

- Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils: $\alpha = 0.2$,

- mittlere Neigung der Anströmung: 8°,
- mittlere Luftdichte: ρ = 1.225 kg/m³.

2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden

Kommen im Einzelfall andere Berechnungsmethoden oder Eingangsdaten zur Anwendung als hier aufgeführt wird dies in Kapitel 4 entsprechend dargestellt.

2.4.1 Bestimmung der Komplexität

Große Geländesteigungen und Höhenunterschiede können zu erhöhten Umgebungsturbulenzintensitäten führen und müssen daher in orografisch komplexem Gelände bewertet werden. Der Einfluss der Geländeorografie kann nach /2.2, 2.3, 2.4/ durch einen Turbulenzstrukturparameter erfasst werden, der als Faktor auf die Turbulenzintensität wirkt.

Die Bestimmung der Komplexität kann gemäß DIBt-Richtlinie /2.8/ auf Basis der IEC 61400-1 Edition 3 /2.3/ erfolgen. Da die Bewertung der Komplexität in der IEC 61400-1 mit der Edition 4 /2.4/ maßgeblich überarbeitet wurde, erfolgt im Folgenden die Bestimmung der Komplexität gemäß /2.4/.

Die Bewertung der orografischen Komplexität eines WEA-Standortes erfolgt nach /2.4/ auf Basis von Geländesteigungen und Geländedifferenzen zu insgesamt 39 Ausgleichsebenen. Die Ausgleichsebenen werden mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durch die Höhendaten gelegt. Zur Bewertung werden in /2.4/ Kriterien definiert, nach denen sowohl eine bestimmte Anströmrichtung als auch der gesamte Standort als „non complex“, „low complex“ (L), „medium complex“ (M) oder „high complex“ (H) charakterisiert werden kann.

Den einzelnen Komplexitätskategorien wird dann ein Turbulenzstrukturparameter gemäß Tabelle 2.4.1.1 zugeordnet. Der maximale sektorielle Turbulenzstrukturparameter, der für eine Anströmrichtung ermittelt wird, wirkt dabei als Faktor auf die aus dieser Richtung ermittelte Umgebungsturbulenzintensität.

Tabelle 2.4.1.1: Turbulenzstrukturparatemer C_{CT} für die verschiedenen Komplexitätskategorien L, M und H nach /2.4/.

	Komplexitätskategorie		
	L	M	H
C_{CT}	1.05	1.10	1.15

Das vereinfachte Verfahren zur Bewertung der Standorteignung nach /2.8/ wird im

Weiteren nur angewandt, wenn der gesamte Standort gemäß /2.4/ als nicht komplex eingestuft werden kann.

2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität

Die Turbulenzintensität ist definiert als das Verhältnis der Standardabweichung der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung zu ihrem Mittelwert bezogen auf ein Intervall von 600s. Die Umgebungsturbulenzintensität beschreibt dabei ausschließlich die Turbulenz der freien Strömung ohne den Einfluss von WEA.

Für die spätere Berechnung der effektiven Turbulenzintensität ist nicht die mittlere Umgebungsturbulenzintensität sondern abhängig von der Auslegung der jeweiligen WEA die charakteristische Turbulenzintensität (DIBt 1993/95, DIBt 2004 und IEC 61400-1 Edition 2) bzw. die repräsentative Turbulenzintensität (DIBt 2012, IEC 61400-1 Edition 3) zugrunde zu legen. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der einfachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Die repräsentative Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität.

Wenn keine ausreichenden Messdaten zur Turbulenzintensität am Standort vorliegen, wird die mittlere langfristig zu erwartende Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt.

Im Bereich der atmosphärischen Bodengrenzschicht ergibt sich die zu berücksichtigende Umgebungsturbulenzintensität im Wesentlichen aus dem Einfluss der Rauigkeitselemente des Bodens wie Bäumen, Büschen, Bauwerken etc.. Hierzu erfolgt eine Typisierung von Geländeoberflächen hinsichtlich ihres Bewuchses, ihrer Bebauung und Nutzung auf Basis detaillierter Satellitendaten zur Bodenbedeckung /1.7/, wobei Geländeabschnitte bis 25km Entfernung um die jeweilige Koordinate einbezogen werden. Den einzelnen Geländeabschnitten werden anschließend Rauigkeitsklassen gemäß der Empfehlungen des für die Kommission der Europäischen Gemeinschaften veröffentlichten Europäischen Windatlanten /1.3/ zugeordnet. Der Einfluss der verschiedenen Geländeabschnitte wird abhängig vom Abstand zur Koordinate in zwölf Richtungssektoren à 30° bewertet, wodurch sich gewichtete Mittel für die Rauigkeiten in den jeweiligen Sektoren ergeben.

Auf Grundlage dieser Rauigkeitsklassifizierung werden die notwendigen Werte von uns auf Basis der Empfehlungen der VDI-Richtlinie VDI 3783 Blatt 12 /1.1/ sowie der DIN EN 1991-1-4 /2.9/ bestimmt.

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu



den Rauigkeiten nicht nur richtungsabhängig, sondern auch abhängig von der Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund und werden entsprechend für die verschiedenen Richtungen und Windgeschwindigkeiten für jede einzelne WEA auf Nabenhöhe ermittelt und in den weiteren Berechnungen berücksichtigt. Der Windgeschwindigkeitsverlauf orientiert sich dabei am Normalen Turbulenzmodell (NTM) der IEC 61400-1 /2.3/.

Einzelstrukturen und orografische Hindernisse, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann, können nicht als Rauigkeitselemente aufgelöst werden. Ihr Einfluss ist gegebenenfalls gesondert zu bewerten (siehe hierzu Kapitel 4.1).

2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten

In /1.4/ ist ein Verfahren beschrieben, um den Einfluss mehrerer, verschieden weit entfernter WEA unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Nachlaufsituationen zu bewerten. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe einer effektiven Turbulenzintensität. Die effektive Turbulenzintensität ist eine Ersatzgröße, welche über die gesamte Lebensdauer der WEA anzusetzen ist. Sie gewichtet die Belastung durch die Umgebungsturbulenzintensität und die zusätzlich durch die Nachlaufsituation induzierte Belastung. Das Verfahren wird sowohl im internationalen Regelwerk als auch in der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ empfohlen. Eine zusätzliche Belastung besteht nach diesem Berechnungsverfahren nicht mehr, wenn der Abstand zur benachbarten WEA mehr als zehn Rotordurchmesser beträgt. Da dieses Berechnungsverfahren im Folgenden Anwendung findet, wird bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einer WEA daher der Einfluss aller benachbarten WEA berücksichtigt, die bis zu 10D (bezogen auf ihren jeweiligen Rotordurchmesser) entfernt stehen.

Gegenüber der in /1.4/ dargestellten Form des Berechnungsverfahrens verwenden wir das Verfahren mit zwei Modifikationen, welche im Folgenden erläutert werden.

Das in /1.4/ eingesetzte Modell für die zusätzlich im Nachlauf produzierte Turbulenzintensität ist abhängig vom Schubbeiwert c_T der WEA. Hier verwenden wir für die Modellierung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität ein aufwändigeres Modell nach /1.2/, in das neben dem Schubbeiwert c_T der WEA auch die Schnelllaufzahl der WEA und die Umgebungsturbulenzintensität als Parameter eingehen. Ist es möglich eine WEA leistungsreduziert oder in einem veränderten Betriebsmodus zu betreiben, verwenden wir die zur jeweiligen Nennleistung bzw. dem Betriebsmodus gehörenden oder abdeckende Parameter. Sowohl in /1.4/ als

auch im internationalen Regelwerk /2.2, 2.3/ ist weiterhin ein Modell zur Bestimmung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität angegeben, das ganz ohne anlagenspezifische Parameter auskommt. Hier wird ein generalisierter, konservativer Verlauf der Schubbeiwerte zugrunde gelegt /1.4/. Dieses Modell wird von uns verwendet, wenn für eine WEA die anlagenspezifischen Parameter nicht vorliegen oder diese einen Verlauf zeigen, der deutlich von denen der WEA abweicht, die der ursprünglichen Validierung zugrunde lagen.

Die zweite Modifikation betrifft die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation, die nach /2.8/ mit 6% angenommen werden kann. Dieser konstanten Häufigkeit liegt die Annahme eines voll ausgebildeten Nachlaufs (far wake) zugrunde, der sich typischerweise drei bis fünf Rotordurchmesser hinter der WEA einstellt. Um auch für geringe Anlagenabstände konservative Werte zu erhalten, wird die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation von uns davon abweichend auf Basis der realen geometrischen Verhältnisse im Windpark und unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen berechnet. Zusätzliche Sicherheit für den Nahbereich entsteht durch die Annahme, dass der Nachlauf der WEA von Anfang an eine deutlich größere Ausdehnung als der Rotor aufweist.

Die Ausdehnung des Nachlaufs wird auch in vertikaler Richtung berücksichtigt, so dass bei ausreichendem Höhenunterschied kein Einfluss des Nachlaufs auf die deutlich niedrigere bzw. höhere WEA mehr besteht.

Für den materialspezifischen Wöhlerlinien-Koeffizienten m wird der höchste Koeffizient für die schwächste Strukturkomponente der WEA zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich ein abdeckender Wert von m = 10 /1.5/ für glasfaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 30 bis 55 Volumen-% /2.5/. Für kohlefaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 50 bis 60 Volumen-% wird nach /2.5/ ein Wert von m = 14 zugrunde gelegt. Herstellerspezifisch können abweichende Wöhlerlinien-Koeffizienten für die schwächste Strukturkomponente der WEA verwendet werden. Wenn nicht anders gekennzeichnet, beziehen sich die hier dargestellten effektiven Turbulenzintensitäten auf einen Wöhlerlinien-Koeffizienten von m = 10.

Die DIBt von 2004 und 2012 /2.7, 2.8/ definiert die Auslegungswerte der Turbulenzintensität windgeschwindigkeitsabhängig. Demgegenüber definiert die DIBt von 1995 /2.6/ einen konstanten mittleren Auslegungswert für die Turbulenzintensität von 20%, der allen Windgeschwindigkeiten zugeordnet ist.

Da im Falle eines standortspezifischen Nachweises der Betriebslasten diese auf Basis der ermittelten windgeschwindigkeitsabhängigen effektiven Turbulenzintensitäten berechnet werden müssen, werden für alle betrachteten WEA die windgeschwindigkeitsabhängigen Werte ausgewiesen.

Für die WEA, für die Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf Basis der DIBt von 1995 (1993) /2.6/ zugrunde gelegt werden, sind entsprechende konstante mittlere effektive Turbulenzintensitäten ausgewiesen. Benachbarte WEA mit einer sehr geringen oder sehr hohen Leistung pro Quadratmeter der Rotorfläche oder benachbarte WEA mit einer sehr niedrigen oder sehr hohen Nennwindgeschwindigkeit können dabei qualitativ abweichende Ergebnisse im Vergleich zu einer Bewertung auf Basis von windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten hervorrufen. In diesen Fällen kann der Vergleich mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten zugrunde gelegt werden.

2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten

Die Extremwerte der Turbulenzintensität werden entsprechend den Vorgaben in /2.3/ unter Berücksichtigung der Nachlaufsituationen bestimmt. Als Maß dient der über alle Richtungen gebildete Maximalwert der Turbulenzintensität im Zentrum des Nachlaufs.

2.4.5 Bestimmung der Luftdichte

Zur Berechnung der Luftdichte wird die mittlere Temperatur in 2m Höhe über den Zeitraum von 1981 bis 2010 aus einem 1km-Raster des Deutschen Wetterdienstes zugrunde gelegt /1.9/. Die Luftdichte auf Nabenhöhe der WEA wird anschließend auf Grundlage der Berechnungsvorschrift nach DIN ISO 2533 /2.12/ ermittelt und gemäß /2.4/ für Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit korrigiert.

2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten

Der Höhenexponent unterliegt sehr starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen. Die Stabilität der Atmosphäre beeinflusst den Höhenexponenten dabei maßgeblich. Stabilitätsbedingte große Höhenexponenten sind dabei jedoch oft mit niedrigen Turbulenzen korreliert und werden bezüglich der Lasten durch diese oft ausgeglichen. Da entsprechend dem Regelwerk ein einziger über alle Zeiten, Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten gemittelter Wert gefordert wird, erfolgt die Berechnung des mittleren Höhenexponenten daher alleine auf Basis der ermittelten Rauigkeiten. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden im Mittel dabei vernachlässigt.

Der Einfluss des Höhenexponenten auf die Lasten der einzelnen Komponenten einer WEA ist sehr unterschiedlich. Sowohl sehr kleine als auch sehr große Werte des Höhenexponenten können zu einer Erhöhung der Lasten führen. Ein einfacher Vergleich mit dem Auslegungswert des Höhenexponenten ist daher nicht möglich.

Der Mittelwert des Höhenexponenten sollte bei einem Auslegungswert von 0.2 gemäß /2.4/ in einem Wertebereich von 0.05 bis 0.25 liegen und kann damit um 25% nach oben und um 75% nach unten abweichen. Für andere Auslegungswerte des Höhenexponenten können analoge Gültigkeitsbereiche definiert werden.

Stehen die geplanten WEA in orografisch exponierter Lage auf oder in der Nähe von Hügelkuppen oder sind schroffe Geländekanten oder Steilhänge in direkter Umgebung vorhanden, ist zu überprüfen, ob es zu erhöhten Windgeschwindigkeitsgradienten in vertikaler Richtung im Bereich des Rotors der WEA kommen kann. Falls erforderlich, wird hierauf in Kapitel 4 hingewiesen.

2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung

Die Bewertung der Schräganströmung kann gemäß /2.3/ auf Basis der durch die Höhendaten am Standort gelegten Ausgleichsebenen erfolgen. Da die Bewertung der Komplexität des Standortes, für den diese Ausgleichsebenen erzeugt werden, hier entsprechend der IEC 61400-1 Ed. 4 /2.4/ erfolgt, wird abweichend von der DIBt-Richtlinie /2.8/ die Bewertung der Schräganströmung ebenfalls nach /2.4/ durchgeführt. Dies ist erforderlich, um ein Bewertungsverfahren zu verwenden, das konform mit den Komplexitätskriterien nach /2.4/ ist.

Gemäß /2.4/ kann dabei angenommen werden, dass das energiegewichtete Mittel der Steigungen der sektoriellen Ausgleichsebenen, ermittelt für einen Umkreis vom fünffachen der Nabenhöhe der WEA, ein Maß für die Schräganströmung des WEA-Standortes darstellt.

Im Falle ausgeprägter Kuppen- oder Kammlagen, sind eventuell weitere Ausgleichsebenen gemäß Kapitel 2.4.1 heranzuziehen und werden dann zusätzlich in Kapitel 4 ausgewiesen.

2.4.8 Extrapolation der Winddaten

Die zur Verfügung gestellten Winddaten werden nicht in der Horizontalen umgerechnet. Es findet vielmehr in Abstimmung mit dem Auftraggeber eine Zuordnung der WEA-Standorte zu dem oder den Windreferenzpunkten statt. Diese Zuordnung kann dem Anhang entnommen werden.

Besteht ein signifikanter Höhenunterschied zwischen Bezugshöhe der Winddaten und Nabenhöhe der WEA findet eine Umrechnung der Winddaten in der Vertikalen statt. Diese Extrapolation erfolgt unter Annahme eines logarithmischen Höhenprofils der Windgeschwindigkeit. Die erforderlichen mittleren Rauigkeitslängen werden für die WEA auf Basis der Rauigkeitsklassifizierung ermittelt.

Eine Haftung für die Richtigkeit der extrapolierten Werte wird nicht übernommen.

Mit zunehmendem Höhenunterschied zwischen Bezugshöhe der Winddaten und Nabenhöhe der WEA steigen die mit der Umrechnung verbundenen Unsicherheiten. Gleiches gilt für einen zunehmenden Abstand zwischen den WEA-Standorten und den Referenzpunkten der Winddaten. Diese Unsicherheiten können die Verwendung der Winddaten insbesondere als Eingangsdaten für eine standortspezifische Lastrechnung einschränken. Auf eine solche Einschränkung wird gegebenenfalls im Gutachten hingewiesen.

2.5 Gültigkeit der Ergebnisse

Alle Werte mit Höhenbezug beziehen sich, wenn nichts anderes angegeben ist, auf die Nabenhöhe (z_{hub}) der entsprechenden WEA.

Die für den Nachweis der Standorteignung notwendige effektive Turbulenzintensität hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind die Windparkkonfiguration in Form der WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung und eventuelle vorhandene Betriebsbeschränkungen), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung sowie die Umgebungsturbulenzintensität) und die Typenprüfung der WEA, die festlegt, welcher statistische Wert der Umgebungsturbulenzintensität zugrunde zu legen ist.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung der Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Änderungen in der Nabenhöhe von ±1m liegen innerhalb der Toleranzen und sind durch die Ergebnisse abgedeckt.

Da bei den betrachteten WEA anlagenspezifische Werte (siehe Kapitel 2.1) berücksichtigt werden, kann insbesondere bei einem Wechsel auf einen anderen WEA-Typ mit z.B. kleinerem Rotordurchmesser nicht unterstellt werden, dass die Aussage des Gutachtens weiterhin gültig ist.

Bei den verwendeten anlagenspezifischen Werten (siehe Kapitel 2.1) kann es sich um berechnete oder gemessene Größen des Herstellers handeln. Diese können voneinander abweichen und zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die jeweils aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen. Für alle betrachteten WEA wird für die Bewertung die Entwurfslebensdauer der Typenprüfung zugrunde gelegt.

Für bestehende WEA, die ihre Entwurfslebensdauer bereits überschritten haben,

kann es durch eine Neuplanung zu einer Verkürzung der möglichen Weiterbetriebszeit kommen. Eine Bewertung der Zumutbarkeit dieses Einflusses ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Die ermittelten Ergebnisse können aber als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebslasten verwendet werden, um den Einfluss der geplanten WEA auf die mögliche Weiterbetriebszeit zu ermitteln.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens steht nicht fest, welche Dokumente im Rahmen des Genehmigungsverfahrens später bei der Behörde eingereicht werden. Die im Gutachten zitierten Quelldokumente der verwendeten Auslegungswerte müssen daher nicht zwingend mit den Dokumenten übereinstimmen, welche im Rahmen des Bauantrages bzw. der Baugenehmigung vorgelegt werden. Sie dienen hier lediglich als Quellenangabe für die verwendeten Auslegungswerte.

Wenn in den uns vorliegenden Dokumenten zur Auslegung der WEA kein eindeutiger Rückschluss auf Auslegungswerte möglich ist, verwenden wir konservativ abdeckende Werte. Eine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte wird nicht übernommen.

Auf Basis des Gutachtens ist zu prüfen, ob die im Gutachten aufgeführten Auslegungswerte mit den Auslegungswerten in den zur Baugenehmigung vorgelegten Dokumenten übereinstimmen. Wenn die Auslegungswerte übereinstimmen ist die Gültigkeit des Gutachtens unabhängig von den zitierten Quelldokumenten gegeben.

Die bei sehr geringen Abständen mögliche gegenseitige Beeinflussung benachbarter WEA durch die Nachlaufschleppe der Turmbauwerke wird nicht betrachtet. Ebenso wird ein möglicher Einfluss von sehr nahe liegenden großen Einzelstrukturen wie z.B. hohen Gebäuden auf betrachtete WEA nicht untersucht.

2.5.1 Betriebsbeschränkungen

Wenn bei sonst gleichbleibenden Randbedingungen WEA entfallen oder zusätzliche Betriebsbeschränkungen definiert werden, führt dies stets zu gleichbleibenden bzw. niedrigeren effektiven Turbulenzintensitäten. Die getroffenen Aussagen zur Standorteignung sind daher in diesen Fällen weiterhin anwendbar.

Der Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA kann sich aber stärker abbilden. Aussagen zu einem nicht signifikanten Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA behalten in diesen Fällen daher nicht immer ihre Gültigkeit und sind neu zu bewerten.

Aufgeführte Betriebsbeschränkungen stellen Mindestanforderungen dar. Eine Prüfung der technischen Umsetzbarkeit wird nicht vorgenommen.

2.6 Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten

2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen

Betriebsbeschränkungen, bei denen der Einfluss einer windaufwärts gelegenen WEA auf eine windabwärts gelegene WEA reduziert oder ausgeschlossen wird, werden in Kapitel A.2.6 des Anhangs aufgeführt.

Für verschiedene Berechnungsvarianten können dabei unterschiedliche Betriebsbeschränkungen definiert werden. Die Betriebsbeschränkungen werden daher in Gruppen zusammengefasst. Diese Betriebsbeschränkungs-Gruppen werden dann den Berechnungsvarianten zugeordnet. Die Zuordnung ist in der Übersicht der Berechnungsvarianten in Kapitel A.2.5 des Anhangs dargestellt.

Innerhalb der Betriebsbeschränkungs-Gruppe werden die einzelnen Betriebsbeschränkungen durchnummeriert.

2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen

Da die Lasten bei einer abgeschalteten WEA auch in der erhöhten Turbulenz der Nachlaufströmung der verursachenden Nachbar-WEA geringer sind als im Betrieb bei ungestörter Anströmung, kann statt der windaufwärts gelegenen, verursachenden WEA alternativ auch die zu schützende WEA abgeschaltet werden.

Betriebsbeschränkungen, bei denen für einen bestimmten Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsbereich Abschaltungen definiert sind, decken Betriebsbeschränkungen, bei denen ein anderer Betriebsmodus oder eine Blattwinkelverstellung für dieselben Bereiche definiert wird, ab.

Es ergeben sich also zu jeder definierten Betriebsbeschränkung automatisch entweder zwei mögliche Alternativen (Beispiel a in Abbildung 2.6.2.1) oder eine mögliche Alternative (Beispiel b in Abbildung 2.6.2.1).

In den Ergebnissen wird oft nur eine der Betriebsbeschränkungsvarianten dargestellt. Die genannten Alternativen sind aber stets möglich.

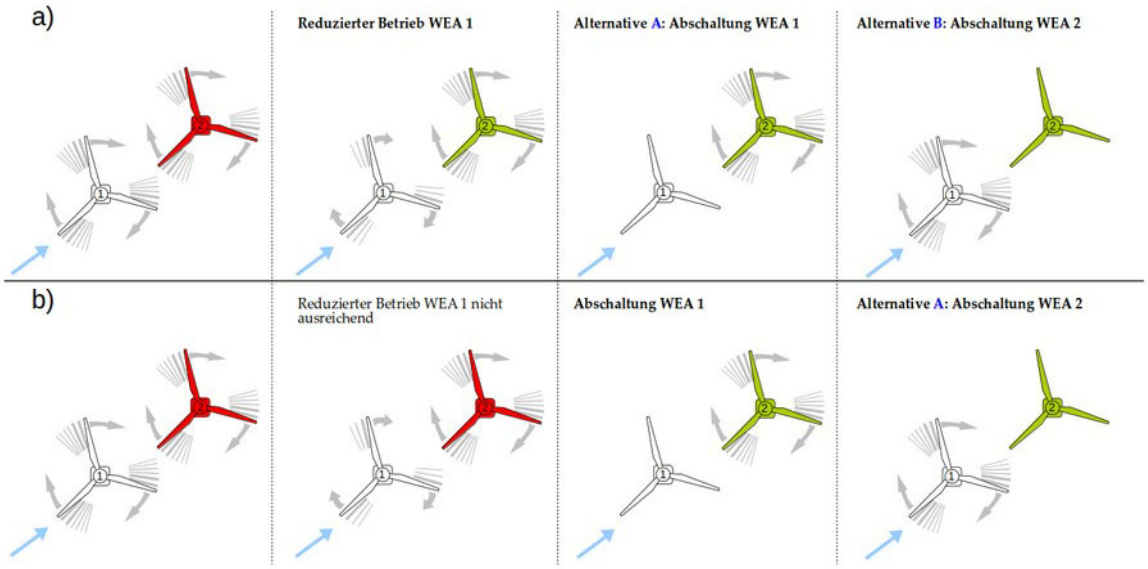


Abbildung 2.6.2.1: *Betriebsbeschränkung mit zwei Alternativen (a) und mit nur einer Alternative (b) für die verursachende WEA 1 und die zu schützende WEA 2.*

Abbildung 2.6.2.2 zeigt ein Beispiel für die Darstellung einer Betriebsbeschränkungs-Gruppe mit zwei Betriebsbeschränkungen im Gutachten, wenn auch die Alternativen mit aufgeführt werden.

In der obersten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 wird zunächst eine Übersicht dargestellt. Die WEA 3 wird zum Schutz der WEA 2 bei einigen Windgeschwindigkeiten in einem anderen Betriebsmodus betrieben (Betriebsbeschränkung Nr. 1). Die WEA 3 wird weiterhin zum Schutz der WEA 4 bei einigen Windgeschwindigkeiten abgeschaltet (Betriebsbeschränkung Nr. 2).

In der zweiten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 sind die Details der Betriebsbeschränkung dargestellt.

In der dritten und vierten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 folgen dann die oben genannten Alternativen, die sich automatisch ergeben. Die Betriebsbeschränkung Nr. 2 besitzt dabei nur eine mögliche, sich automatisch ergebende Alternative. Die Betriebsbeschränkung Nr. 2 ist daher in der zweiten und dritten Tabelle identisch.

Für jede Betriebsbeschränkung muss eine der Alternativen umgesetzt werden. Es ist aber nicht erforderlich für alle Betriebsbeschränkungen die Alternativen aus der selben Tabelle umzusetzen. Für die Betriebsbeschränkung Nr. 1 kann also z.B. die Variante aus der zweiten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 und für die Betriebsbeschränkung Nr. 2 die Variante aus der vierten Tabelle gewählt werden.

Betriebsbeschränkungen - Übersicht (A = Abschaltung, R = Eingeschränkter Betrieb)

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Wind-Bin																								
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	3	WEA03	2	WEA02						R																					
2	3	WEA03	4	WEA04					A																						

Betriebsbeschränkungen - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	3	WEA03	2	WEA02	-	Mode SO5 (v-out 20m/s)	-	135.1	190.5	6.5	8.5
	3	WEA03			-	Mode SO4 (v-out 20m/s)	-	135.1	190.5	8.5	9.5
2	3	WEA03	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.8

Betriebsbeschränkungen - Alternative A - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	3	WEA03	2	WEA02	X	-	-	135.1	190.5	6.5	9.5
2	3	WEA03	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.8

Betriebsbeschränkungen - Alternative B - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	2	WEA02	2	WEA02	X	-	-	135.1	190.5	6.5	9.5
2	4	WEA04	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.5

Abbildung 2.6.2.2: *Beispiel für die Darstellung einer Betriebsbeschränkungs-Gruppe mit zwei Betriebsbeschränkungen und dargestellten Alternativen.*

2.6.3 Einfluss der Umgebungsbedingungen

Betriebsbeschränkungen, die erforderlich sind, weil die Umgebungswindbedingungen die jeweiligen Auslegungswerte der WEA überschreiten, werden in Kapitel 5.2 dargestellt. Zu diesen Betriebsbeschränkungen können keine alternativen Betriebsbeschränkungen definiert werden.

Dies kann z.B. Überschreitungen bei der Windgeschwindigkeitsverteilung, der Schräganströmung aber auch bei der Turbulenzintensität betreffen, wenn im letzteren Fall bereits die Umgebungsturbulenzintensität die Auslegung überschreitet.

3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte

Am Standort Alfstedt (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA 1 und 2). Am Standort befinden sich 33 weitere benachbarte WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle A.2.2.1 des Anhangs bzw. in Abschnitt A.2.7 des Anhangs dargestellt.

Die Zuordnung der einzelnen WEA zu den Winddatensätzen (Kapitel A.2.4 des Anhangs und gegebenenfalls zu den Datensätzen der Umgebungsturbulenzintensität (Kapitel A.2.1 des Anhangs) kann den letzten beiden Spalten (Datensatz-Nr.) der Tabelle A.2.2.1 des Anhangs entnommen werden.

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Nr.) in Tabelle A.2.2.1 des Anhangs.

Für die zu betrachtenden WEA werden die in Tabelle 3.1.1 dargestellten Auslegungen zugrunde gelegt.

Die zu den Auslegungen gehörenden Auslegungswerte sind im Anhang in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 dargestellt.

***Tabelle 3.1.1**: Auslegungen der zu betrachtenden WEA (Detailwerte und Quellenangaben siehe Anhang Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 sowie A.5).*

WEA		Auslegung	
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone
	1, 2	DIBt 2012	WZ 2 GK II
	26	DIBt 2004	---

3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten zum Standort Alfstedt wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt /3.1/ und sind in Kapitel A.2.4 des Anhangs dargestellt.

Die in Kapitel A.2.4 des Anhangs dargestellten Koordinaten werden eventuell nicht im Original-Koordinatensystem aus /3.1/ dargestellt, sondern auf das hier verwendete Koordinatensystem umgerechnet (siehe Kapitel A.1.1 des Anhangs). Für die Umrechnung der Koordinaten wird keine Gewähr übernommen.

Die verwendeten Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung im Windpark am Standort Alfstedt vorausgesetzt.

3.3 Extremwind am Standort

Durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde in /3.3/ der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf 161m Höhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren standortspezifisch ermittelt.

Da die Windgeschwindigkeit mit steigender Höhe tendenziell zunimmt, kann davon ausgegangen werden, dass der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren auf Nabenhöhe der WEA 1 und 2 (160m) den in /3.3/ ermittelten Wert (161m) nicht übersteigt.

Für die WEA 1 und 2 wurde der standortspezifische 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren daher ohne Umrechnung übernommen.

Der in /3.3/ ermittelte Wert ist in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.

***Tabelle 3.3.1**: 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf 161m Höhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren /3.3/.*

WEA		v_{50} [m/s]
	Lfd. Nr.	
	1, 2	33.65

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

Die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität erfolgt gemäß Kapitel 2.4.2 und den dort genannten Eingangsdaten.

Die Bewertung des Orografieeinflusses erfolgt im vorliegenden Fall auf Basis von Höhendaten nach /1.8/.

3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

Die in Tabelle 5.2.1 dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine Betriebsbeschränkungen.

4 Bestimmung der Standortbedingungen

4.1 Standortbesichtigung

Gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Standortbesichtigung durchzuführen. Im Rahmen des Nachweises der Standorteignung dient die Standortbesichtigung der Dokumentation der aktuellen Situation vor Ort und der Bestimmung der Geländekategorie nach /2.9/.

Weiterhin sollen Einzelstrukturen und orografische Hindernisse identifiziert werden, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Einzelstrukturen können dann nicht als Rauigkeitselement aufgelöst werden und ihr Einfluss ist gesondert zu bewerten.

Im schwächer gestörten Bereich hinter einer Einzelstruktur kommt es dabei im Wesentlichen zu erhöhten Turbulenzintensitäten und der Einfluss auf eine WEA kann in Form erhöhter Umgebungsturbulenzintensitäten berücksichtigt werden. Dieser Einfluss ist auch für bestehende WEA zu berücksichtigen, da diese im Zuge des Zubaus hinsichtlich der Turbulenzintensität bewertet werden. Im Falle orografischer Hindernisse im weiteren Umfeld der WEA erfolgt eine solche Bewertung automatisch durch die Bestimmung des Orografiebeiwertes (siehe Kapitel 2.4.1).

Im stärker gestörten Bereich hinter einer Einzelstruktur kommt es zu weiteren Effekten, die detaillierte Untersuchungen durch z.B. eine dreidimensionale Strömungsberechnung erfordern. Dieser Einfluss ist nur für die geplanten WEA zu untersuchen.

Benachbarte WEA sind nicht als Einzelstrukturen zu betrachten. Die Verifizierung der Windparkkonfiguration (siehe Kapitel 3) ist daher nicht Umfang der Standortbesichtigung.

Der Standort Alfstedt wurde am 21.10.2024 besichtigt /3.2/.

Der Standort lässt sich in die Geländekategorie II nach /2.9/ einordnen.

Relevante Einzelstrukturen, deren Nachlaufströmungen gesondert zu betrachten wären, wurden nicht identifiziert.

4.2 Ergebnisse Standortbedingungen

Die ermittelten Standortbedingungen sind in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.4 des Anhangs dargestellt. Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in Tabelle A.3.1.1 des Anhangs rot markiert.

Entsprechend der DIBt-Richtlinie /2.8/ werden die Ergebnisse für alle WEA ausgewiesen, deren Abstand bezogen auf den Rotordurchmesser D der geplanten WEA kleiner gleich acht Rotordurchmesser ist. Diese Betrachtungsweise ist abdeckend für alle Referenzwindgeschwindigkeiten v_{ref} (siehe Kapitel 2).

Für die WEA, die in Tabelle A.3.1.4 des Anhangs als komplex markiert sind, kann das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ nicht angewendet werden.

In Tabelle A.2.5.1 ist eine Übersicht aller durchgeführten Berechnungsvarianten dargestellt.

4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren

Die Windzone der Standorte der geplanten WEA und der zugehörige 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren wurden gemäß /2.10/ bzw. /2.11/ ermittelt und können Tabelle A.3.1.4 des Anhangs entnommen werden.

Sofern in Kapitel 3.3 kein standortspezifischer Wert ermittelt wurde, finden diese Werte Anwendung.

Sofern es sich um einen küstennahen Standort der höchsten Windzone handelt wird der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren sowohl für die Geländekategorie I als auch für die Geländekategorie II angegeben. Der Wert für die Geländekategorie I ist zu verwenden, wenn die Standortbesichtigung eine Einordnung in Geländekategorie I ergeben hat (siehe Kapitel 4.1). In allen anderen Fällen kann der Wert der Geländekategorie II angesetzt werden.

5 Nachweis der Standorteignung

5.1 Allgemeine Hinweise

- Bezüglich der Gültigkeit der getroffenen Aussagen gelten die in Kapitel 2.5 genannten Anmerkungen.

5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen

In Tabelle 5.2.1 ist das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen sowie die Einzelergebnisse für die einzelnen Windparameter in einer Übersicht dargestellt. Die Bewertung beruht auf einem Vergleich der in Tabelle 3.3.1 sowie in den Tabellen A.3.1.1 und A.3.1.4 des Anhangs dargestellten Werte mit den Auslegungswerten in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2. Für die Bewertung der Windgeschwindigkeitsverteilung werden die Parameter A und k der Weibullverteilung dabei nicht direkt verglichen, sondern dienen als Eingangswerte für die in Kapitel 2.1 aufgeführten Nachweismethoden.

Das Gesamtergebnis ist nur positiv, wenn alle Einzelergebnisse positiv bewertet sind. Für bestehende WEA wird nur der Einfluss der geplanten WEA auf Auslegungswerte der Turbulenzintensität betrachtet (siehe Kapitel 2.1).

Laut DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Verwendung von Windgeschwindigkeitsklassen mit einer Klassenbreite von 2m/s zulässig. Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität in einzelnen isolierten Windgeschwindigkeitsbereichen mit einer Breite von nur 1m/s können daher in der Regel als vernachlässigbar bewertet werden.

Die Bewertung der effektiven Turbulenzintensität in Tabelle 5.2.1 bezieht sich auf den zu bewertenden Windgeschwindigkeitsbereich (siehe Kapitel 2.1). Überschreitungen außerhalb dieses Bereiches können als vernachlässigbar bewertet werden.

Weisen zu betrachtende WEA bereits vor dem Zubau der hier als geplant betrachteten WEA Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität auf, wird in Tabelle 5.2.1 darauf hingewiesen, ob es zu einer signifikanten Erhöhung dieser Werte und damit zu einem signifikanten Einfluss der geplanten WEA kommt.

Betriebsbeschränkungen, die als Randbedingungen in die Berechnung eingehen, werden in Tabelle 5.2.1 jeweils der zu schützenden WEA zugeordnet. Verwiesen wird dabei jeweils auf die Übersichtstabelle der Betriebsbeschränkungen im Anhang. Details und mögliche Alternativen können den darauffolgenden Tabellen des jeweiligen Kapitels im Anhang entnommen werden (siehe auch Kapitel 2.6.2).

***Tabelle 5.2.1**: Übersicht über das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen (+: erfüllt, -: nicht erfüllt, ---: Bewertung nicht erforderlich).*

WEA			Randbedingungen	Einzelergebnisse						Gesamt-ergebnis	Kommentar
	Lfd. Nr.	Bezeichnung	BBS	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}		
	1	WEC1	---	-	---	---	---	+	+	-	---
	2	WEC2	---	-	---	---	---	+	+	-	---
	26	1010196	---	+	---					+	---

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Bezüglich der in /3.3/ getroffenen Aussage zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren ist gemäß /3.3/ die Möglichkeit einer Überschreitung des in /3.3/ ausgewiesenen Extremwertes nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind und somit Extremwinde eines längeren Bezugszeitraumes auch in einem kürzeren Zeitraum auftreten können.

5.2.2 Betriebsbeschränkungen

Alle aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen Mindestanforderungen dar. Eine Prüfung der technischen Umsetzbarkeit wurde nicht vorgenommen.

Die notwendigen Betriebsbeschränkungen hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in der Übersichtstabelle A.2.6.1.1 dargestellt. Für jede notwendige Betriebsbeschränkung zwischen zwei WEA können die Details (Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsbereich sowie Art der Beschränkung und gegebenenfalls mögliche Alternativen) den darauffolgenden Tabellen desselben Kapitels im Anhang entnommen werden. Zu den implizit mit abgedeckten alternativen Betriebsbeschränkungen siehe Kapitel 2.6.2.

5.2.3 Einschränkungen

Die Aussagen zum Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen unterliegen keinen Einschränkungen.

5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten

Die in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.4 des Anhangs dargestellten Werte oder diese bezüglich der Lasten abdeckende Werte können als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebs- und Extremlasten durch den Hersteller verwendet werden, um die Standorteignung der zu betrachtenden WEA durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten zu überprüfen.

Die Komplexität von WEA-Standorten kann dabei entweder in der effektiven Turbulenzintensität über entsprechende Turbulenzstrukturparameter erfasst werden oder sie ist in den standortspezifischen Berechnungen der Betriebslasten gemäß /2.2, 2.3/ durch eine Erhöhung der lateralen und vertikalen Komponente der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit auf den einfachen bzw. den 0.7fachen Wert der longitudinalen Komponente zu berücksichtigen.

Die Richtlinien /2.1 - 2.4, 2.6 - 2.8/ definieren keine Anwendungsgrenzen für die Verwendung effektiver Turbulenzintensitäten als Eingangsdaten für eine Lastrechnung hinsichtlich enger Abstände zwischen den WEA. Grundsätzlich gelten die effektiven Turbulenzintensitäten auch im sogenannten near-wake-Bereich, der sich auf einen Abstand von etwa 2 bis 3 Rotordurchmesser hinter der WEA erstreckt /1.4/. Werden Lastrechnungsmodelle im near-wake-Bereich eingesetzt, wird deren Anwendbarkeit vorausgesetzt. Besondere Anforderungen an die Modellierung, die eventuell in den verschiedenen Lastrechnungsmodellen für den near-wake-Bereich existieren, obliegen der Verantwortung des Erstellers der Lastrechnung und sind nicht Teil der hier durchgeführten Plausibilitätsprüfung der Lastrechnung.

Ein entsprechender Berechnungsbericht liegt für die WEA 1 und 2 nicht vor.

6 Zusammenfassung

Am Standort Alfstedt (Niedersachsen) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich 33 weitere benachbarte WEA.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob die Standorteignung der zu betrachtenden WEA gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ gewährleistet ist.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen.

Die berücksichtigte Entwurfslebensdauer der geplanten WEA ist in Tabelle A.2.3.1 dargestellt.

Die Ergebnisse dienen gleichzeitig als Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG. Das heißt, die Immissionen sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Die abschließenden Aussagen zur Standorteignung der geplanten WEA bzw. der weiteren zu betrachtenden WEA sind in Tabelle 6.1 dargestellt. Gemäß DIBt-Richtlinie /2.8/ erfolgt der Nachweis der Standorteignung der weiteren zu betrachtenden WEA, sofern keine Lastrechnung vorliegt, hinsichtlich des Einflusses benachbarter WEA.

Für WEA, für die in Tabelle 6.1 ein vernachlässigbarer Einfluss durch die neu geplanten WEA ausgewiesen wird, ist ein abschließender Nachweis der

Standorteignung im Rahmen des Zubaus der geplanten WEA nicht erforderlich und wurde nicht erbracht, da die Standorteignung dieser WEA durch den Zubau der geplanten WEA nicht gefährdet wird.

Betriebsbeschränkungen werden in Tabelle 6.1 jeweils der zu schützenden WEA zugeordnet. Verwiesen wird dabei jeweils auf die Übersichtstabelle der Betriebsbeschränkungen im Anhang. Details und mögliche Alternativen können den darauffolgenden Tabellen des jeweiligen Kapitels im Anhang entnommen werden (siehe auch Kapitel 2.6.2).

***Tabelle 6.1**: Übersicht über die Bewertung der Standorteignung für die geplanten WEA und für die weiteren zu betrachtenden WEA (Bewertungen: - = nicht nachgewiesen, Δ≈0 = vernachlässigbarer Einfluss durch die geplanten WEA, + = nachgewiesen).*

	Lfd. Nr. WEA	Bewertung	Lastrechnung berücksichtigt	Einzuhaltende BBS	Einschränkungen
	1	+	---	Nr. 1 Tabelle A.2.6.1.1*	---
	2	+	---	Nr. 2 Tabelle A.2.6.1.1*	---
	26	+	---	---	---

*: Die Betriebsbeschränkung kann entfallen, wenn auf Basis der hier ermittelten Windbedingungen ein Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten erbracht wird (siehe Kapitel 5.3).

7 Literaturangaben

Allgemein

/1.1/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Deutschland.

/1.2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.

/1.3/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Risø, Denmark.

/1.4/ Risø National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in windturbine clusters; Wind Energy Department; Januar 2007; Roskilde, Risø-R-1188(EN), Denmark.

/1.5/ Kunte A.; Landesamt für Landwirtschaft; Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30; Seevetal, Deutschland.

/1.6/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: http://www.openstreetmap.org, http://opendatacommons.org, http://creativecommons.org.

/1.7/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20.0; Juni 2019; Copenhagen, Denmark.

/1.8/ U.S. Geological Survey (USGS); EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global.

/1.9/ Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0; Offenbach, Deutschland.

Normen

/2.1/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 2, 1999-02; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:1999); August 2004; Berlin, Deutschland).

/2.2/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2005-08; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Juli 2006; Berlin, Deutschland).

/2.3/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2010-10; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); August 2011; Berlin, Deutschland).

/2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).

/2.5/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guidelines for the Certification of Wind Turbines; 2010; Hamburg, Deutschland.

/2.6/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Aufl., 1995; Berlin, Deutschland.

/2.7/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Berlin, Deutschland.

/2.8/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 sowie korrigierte Fassung März 2015; Berlin, Deutschland.

/2.9/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten; Dezember 2010; Berlin, Deutschland.

/2.10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen, 'Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx'; Fassung April 2019.

/2.11/ DIN Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 4131; Antennentragwerke aus Stahl; November 1991; Berlin, Deutschland.

/2.12/ Deutsches Institut für Normung e.V; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979; Berlin, Deutschland.

Projektspezifisch

/3.1/ Winddaten zum Standort Alfstedt; als Datei 'O-10208_A01_WSE_EYE_rev0_Alfstedt_Windverhäl tnisse_20241003.pdf' per E-Mail vom Auftraggeber am 08.10.2024.

/3.2/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung von WEA am Standort Alfstedt; Referenz-Nr.: 2024-D-074-P1; Oktober 2024; Hamburg, Deutschland.

/3.3/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Alfstedt-Ebersdorf; Berichts-Nr.: 19-062-7019204-Rev.00-EX-MW; 11.04.2019; Reppenstedt, Deutschland.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Silva Mäusling, F2E
Kunde	ENERCON GmbH
Projektname	Alfstedt
Referenznummer	2024-D-074-P3-R0
Software	Wake2e 3.11.5.9
	WEA-Bibliothek Version 7.428.1
Koordinatensystem	UTM WGS84/ETRS89, Nord-Hemisphäre
Abstand der relevanten WEA	8.0D

A.1.2 Filter-Einstellungen

Geplante WEA	Angezeigt
Relevante WEA	Angezeigt
Vorhandene WEA	Eingabedaten angezeigt, Ergebnisse nicht angezeigt
Irrelevante WEA	Eingabedaten angezeigt, Ergebnisse nicht angezeigt
Inaktive WEA	Nicht angezeigt

A.1.3 Standortbesichtigung

Datum der Besichtigung	21.10.2024
Durchgeführt von	Kay-Uwe Rosseburg für F2E
Ermittelte Geländekategorie	II
Orografisch relevante Struktur	Nein

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2 Eingabedaten

A.2.1 Umgebungsturbulenzintensitäten

Methode Rauigkeitsdaten für jeden WEA-Standort aus den Landnutzungsdaten
Datensatz European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20; June 2019; Copenhagen, Denmark.
Höhendaten "USGS EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global" by Earth Resources Observation and Science (EROS) Center - July 30, 2018

A.2.2 Windparkkonfiguration

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA							Koordinaten		Datensatz-Nr.	
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P_N [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1	WEC1	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32503961	5934383	1	—
	2	WEC2	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32503950	5934733	2	—
	3	newwec1	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32499785	5932567	3	—
	4	newwec2	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32500104	5932551	4	—
	5	newwec3	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32500385	5932705	5	—
	6	newwec4	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32500184	5933005	6	—
	7	newwec5	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32500157	5933703	7	—
	8	ExWEC8	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32501297	5932997	8	—
	9	ExWEC9	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32500704	5933261	9	—
	10	ExWEC10	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	4.26	160	138.25	32500969	5932835	10	—
	11	EXWEC12	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497286	5931565	11	—
	12	EXWEC13	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497860	5931835	12	—
	13	EXWEC14	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32496608	5932536	13	—
	14	EXWEC15	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32495896	5931845	14	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA							Koordinaten		Datensatz-Nr.	
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P_N [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	15	EXWEC16	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32498338	5932174	15	—
	16	EXWEC17	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32495934	5932208	16	—
	17	EXWEC18	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497683	5931457	17	—
	18	EXWEC19	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32502439	5932745	18	—
	19	EXWEC20	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32502201	5932417	19	—
	20	EXWEC21	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32501724	5933035	20	—
	21	EXWEC22	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32502118	5932991	21	—
	22	EXWEC23	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32501968	5933357	22	—
	23	EXWEC24	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32502486	5933153	23	—
	24	EXWEC25	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32501081	5933389	24	—
	25	EXWEC26	GE 4.8-158 HH >=120m 4.8MW	4.8	161	158	32501506	5933371	25	—
	26	1010196	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	99	101	32503632	5934583	26	—
	27	1011296	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497184	5933249	27	—
	28	1011297	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32496917	5932986	28	—
	29	1011298	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497584	5933016	29	—
	30	1011299	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32496992	5932669	30	—
	31	1011300	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497546	5932561	31	—
	32	1011303	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32496862	5932256	32	—
	33	1011305	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497906	5932202	33	—
	34	1011307	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32496286	5931994	34	—
	35	1011308	ENERCON E-101 3.05MW	3.05	149	101	32497446	5931984	35	—

A.2.3 Auslegungswerte

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	1	DIBt 2012	WZ 2 GK II	Repräsentativ	5	25	7.71	2	0.05	0.2	8	1.225	38.96	/A.1/
	2	DIBt 2012	WZ 2 GK II	Repräsentativ	5	25	7.71	2	0.05	0.2	8	1.225	38.96	/A.1/
	26	DIBt 2004	WZ III Anhang B	Charakteristisch	3	25	8.5	2	0	0.4	8	1.225	46.6	/A.2-A.3/

Tabelle A.2.3.2: Auslegungswerte der Turbulenzintensität I-des [%]

WEA		Auslegungswerte für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
Id	Turbulenzkategorie	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
2	DIBt 2004	—	42.0	34.5	30.0	27.0	24.9	23.3	22.0	21.0	20.2	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.8	15.6	15.5	15.3	15.2	15.1
3	IEC Ed.2 A	—	42.0	34.5	30.0	27.0	24.9	23.3	22.0	21.0	20.2	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.8	15.6	15.5	15.3	15.2	15.1
5	IEC Ed.3/4 A	—	41.9	34.4	29.9	26.9	24.8	23.2	22.0	21.0	20.1	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6	15.4	15.3	15.2	15.1

A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei
Dateiname info_se_alfstedt_rev0_hma.csv

Tabelle A.2.4.1: Wind-Datensatz "Wind 1"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	6.78	6.56	7.78	7.9	7.87	7.5	8.2	9.64	9.67	8.99	8.43	7.51
k [-]	2.439	2.433	2.77	2.766	2.868	2.834	2.593	2.859	2.857	2.422	2.559	2.294
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.074	0.06	0.076	0.114	0.168	0.106	0.111	0.072

Mittelwerte über alle Richtungen		
A [m/s]	8.43	Aus der Eingabedatei
k [-]	2.534	Aus der Eingabedatei
v_{ave} [m/s]	7.49	Aus der Eingabedatei

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	160
Ost	32503961
Nord	5934383

Tabelle A.2.4.2: Wind-Datensatz "Wind 2"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	6.77	6.57	7.76	7.9	7.93	7.51	8.2	9.65	9.68	9	8.47	7.52
k [-]	2.434	2.436	2.772	2.764	2.878	2.827	2.584	2.855	2.857	2.43	2.562	2.288
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.074	0.06	0.076	0.113	0.168	0.106	0.111	0.072

Mittelwerte über alle Richtungen		
A [m/s]	8.44	Aus der Eingabedatei
k [-]	2.535	Aus der Eingabedatei
v_{ave} [m/s]	7.50	Aus der Eingabedatei

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	160
Ost	32503950
Nord	5934733

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.3: Wind-Datensatz "Wind 3"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.13	6.44	7.68	7.65	7.73	7.31	7.77	9.53	9.68	9.04	7.9	7.33	A [m/s]	8.26	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.424	2.456	2.777	2.759	2.903	2.815	2.572	2.856	2.859	2.412	2.535	2.29	k [-]	2.526	Aus der Eingabedatei	Ost	32499785
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.04	0.064	0.072	0.074	0.061	0.076	0.113	0.168	0.107	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.36	Aus der Eingabedatei	Nord	5932567

Tabelle A.2.4.4: Wind-Datensatz "Wind 4"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.11	6.4	7.69	7.64	7.72	7.39	7.8	9.48	9.63	9.05	7.94	7.36	A [m/s]	8.26	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.399	2.441	2.776	2.765	2.905	2.815	2.563	2.85	2.858	2.411	2.535	2.287	k [-]	2.531	Aus der Eingabedatei	Ost	32500104
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.04	0.064	0.072	0.074	0.061	0.076	0.113	0.168	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.36	Aus der Eingabedatei	Nord	5932551

Tabelle A.2.4.5: Wind-Datensatz "Wind 5"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.11	6.39	7.7	7.6	7.69	7.47	7.84	9.48	9.62	9.01	8.02	7.42	A [m/s]	8.27	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.392	2.444	2.777	2.766	2.916	2.817	2.566	2.853	2.858	2.413	2.541	2.287	k [-]	2.534	Aus der Eingabedatei	Ost	32500385
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.04	0.064	0.072	0.074	0.061	0.076	0.113	0.168	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.34	Berechnet	Nord	5932705

Tabelle A.2.4.6: Wind-Datensatz "Wind 6"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.12	6.39	7.69	7.6	7.66	7.47	7.87	9.56	9.68	8.99	8.04	7.42	A [m/s]	8.29	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.397	2.446	2.773	2.773	2.913	2.816	2.57	2.853	2.857	2.416	2.542	2.284	k [-]	2.531	Aus der Eingabedatei	Ost	32500184
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.04	0.064	0.072	0.074	0.061	0.076	0.113	0.168	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.39	Aus der Eingabedatei	Nord	5933005

Tabelle A.2.4.7: Wind-Datensatz "Wind 7"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.15	6.39	7.58	7.67	7.62	7.53	7.95	9.71	9.66	8.56	8.21	7.52	A [m/s]	8.30	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.404	2.448	2.76	2.767	2.89	2.814	2.583	2.861	2.856	2.423	2.567	2.288	k [-]	2.533	Aus der Eingabedatei	Ost	32500157
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.04	0.064	0.073	0.074	0.061	0.076	0.113	0.168	0.105	0.111	0.073	v_{ave} [m/s]	7.38	Aus der Eingabedatei	Nord	5933703

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.8: Wind-Datensatz "Wind 8"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.03	6.4	7.72	7.61	7.53	7.65	8.13	9.45	9.57	9.03	8.24	7.6	A [m/s]	8.33	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.389	2.435	2.779	2.774	2.896	2.827	2.605	2.856	2.853	2.42	2.562	2.287	k [-]	2.545	Aus der Eingabedatei	Ost	32501297
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.061	0.076	0.113	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.41	Aus der Eingabedatei	Nord	5932997

Tabelle A.2.4.9: Wind-Datensatz "Wind 9"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.07	6.37	7.72	7.65	7.59	7.57	8.01	9.56	9.67	8.97	8.21	7.57	A [m/s]	8.33	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.404	2.444	2.78	2.77	2.897	2.817	2.582	2.856	2.857	2.418	2.558	2.282	k [-]	2.538	Aus der Eingabedatei	Ost	32500704
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.04	0.064	0.073	0.073	0.061	0.076	0.113	0.168	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.42	Aus der Eingabedatei	Nord	5933261

Tabelle A.2.4.10: Wind-Datensatz "Wind 10"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7	6.4	7.71	7.58	7.6	7.58	8.05	9.45	9.57	9.02	8.16	7.57	A [m/s]	8.30	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	160
k [-]	2.402	2.443	2.781	2.768	2.905	2.821	2.597	2.857	2.852	2.42	2.547	2.285	k [-]	2.543	Aus der Eingabedatei	Ost	32500969
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.04	0.064	0.072	0.074	0.061	0.076	0.113	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.39	Aus der Eingabedatei	Nord	5932835

Tabelle A.2.4.11: Wind-Datensatz "Wind 11"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.5	6.47	7.54	7.48	7.06	6.6	7.71	9.89	9.57	9.11	7.87	6.59	A [m/s]	8.05	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.467	2.452	2.774	2.774	2.832	2.826	2.529	2.86	2.858	2.418	2.481	2.283	k [-]	2.450	Aus der Eingabedatei	Ost	32497286
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.065	0.073	0.073	0.059	0.076	0.115	0.169	0.107	0.111	0.07	v_{ave} [m/s]	7.22	Aus der Eingabedatei	Nord	5931565

Tabelle A.2.4.12: Wind-Datensatz "Wind 12"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.74	6.51	7.54	7.48	7.26	6.61	7.71	9.74	9.55	9.04	7.71	6.66	A [m/s]	8.04	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.481	2.477	2.774	2.773	2.842	2.83	2.568	2.871	2.857	2.413	2.482	2.283	k [-]	2.467	Aus der Eingabedatei	Ost	32497860
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.059	0.076	0.114	0.169	0.107	0.11	0.071	v_{ave} [m/s]	7.20	Aus der Eingabedatei	Nord	5931835

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.13: Wind-Datensatz "Wind 13"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.67	6.33	7.39	7.56	7.18	6.64	7.95	9.89	9.56	8.91	7.71	6.57	A [m/s]	8.04	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.453	2.443	2.761	2.791	2.834	2.825	2.511	2.842	2.861	2.413	2.516	2.283	k [-]	2.453	Aus der Eingabedatei	Ost	32496608
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.041	0.065	0.073	0.072	0.058	0.075	0.115	0.169	0.106	0.111	0.071	v_{ave} [m/s]	7.20	Aus der Eingabedatei	Nord	5932536

Tabelle A.2.4.14: Wind-Datensatz "Wind 14"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.33	6.12	7.4	7.5	6.92	6.66	8.22	9.89	9.56	9.21	8.03	6.69	A [m/s]	8.07	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.453	2.446	2.758	2.785	2.82	2.824	2.53	2.847	2.856	2.422	2.488	2.284	k [-]	2.441	Aus der Eingabedatei	Ost	32495896
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.065	0.074	0.072	0.059	0.076	0.114	0.168	0.107	0.111	0.071	v_{ave} [m/s]	7.25	Aus der Eingabedatei	Nord	5931845

Tabelle A.2.4.15: Wind-Datensatz "Wind 15"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.77	6.48	7.54	7.49	7.47	6.69	7.71	9.65	9.58	8.96	7.62	6.84	A [m/s]	8.06	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.476	2.475	2.764	2.772	2.84	2.816	2.561	2.869	2.856	2.412	2.509	2.293	k [-]	2.480	Aus der Eingabedatei	Ost	32498338
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.041	0.064	0.073	0.074	0.059	0.076	0.114	0.169	0.106	0.11	0.071	v_{ave} [m/s]	7.21	Aus der Eingabedatei	Nord	5932174

Tabelle A.2.4.16: Wind-Datensatz "Wind 16"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.36	6.07	7.34	7.55	7.04	6.66	8.14	9.75	9.54	9.13	7.97	6.69	A [m/s]	8.05	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.455	2.441	2.749	2.785	2.828	2.825	2.535	2.845	2.865	2.425	2.491	2.282	k [-]	2.449	Aus der Eingabedatei	Ost	32495934
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.04	0.065	0.074	0.072	0.059	0.076	0.112	0.167	0.108	0.112	0.072	v_{ave} [m/s]	7.22	Aus der Eingabedatei	Nord	5932208

Tabelle A.2.4.17: Wind-Datensatz "Wind 17"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.68	6.51	7.55	7.47	7.1	6.57	7.69	9.74	9.49	9.08	7.84	6.61	A [m/s]	8.03	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.476	2.477	2.769	2.77	2.835	2.825	2.568	2.876	2.854	2.416	2.478	2.278	k [-]	2.466	Aus der Eingabedatei	Ost	32497683
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.059	0.076	0.115	0.168	0.106	0.111	0.07	v_{ave} [m/s]	7.19	Aus der Eingabedatei	Nord	5931457

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.18: Wind-Datensatz "Wind 18"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.74	6.62	7.66	7.63	7.47	7.64	8.33	9.39	9.39	9.05	8.34	7.57	A [m/s]	8.31	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.462	2.436	2.789	2.77	2.881	2.805	2.601	2.857	2.846	2.422	2.565	2.286	k [-]	2.553	Aus der Eingabedatei	Ost	32502439
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.061	0.077	0.114	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.39	Aus der Eingabedatei	Nord	5932745

Tabelle A.2.4.19: Wind-Datensatz "Wind 19"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.78	6.63	7.63	7.6	7.49	7.67	8.23	9.3	9.31	9.14	8.27	7.59	A [m/s]	8.28	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.456	2.437	2.793	2.777	2.908	2.81	2.601	2.862	2.846	2.417	2.554	2.285	k [-]	2.559	Aus der Eingabedatei	Ost	32502201
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.072	0.073	0.061	0.077	0.113	0.167	0.107	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.37	Aus der Eingabedatei	Nord	5932417

Tabelle A.2.4.20: Wind-Datensatz "Wind 20"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.9	6.48	7.73	7.65	7.51	7.65	8.19	9.45	9.55	9.05	8.31	7.6	A [m/s]	8.34	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.418	2.43	2.781	2.771	2.879	2.817	2.598	2.861	2.848	2.415	2.564	2.282	k [-]	2.546	Aus der Eingabedatei	Ost	32501724
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.061	0.077	0.113	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.42	Aus der Eingabedatei	Nord	5933035

Tabelle A.2.4.21: Wind-Datensatz "Wind 21"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.77	6.56	7.7	7.66	7.53	7.64	8.25	9.42	9.5	9.06	8.34	7.57	A [m/s]	8.33	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.455	2.435	2.774	2.771	2.878	2.803	2.594	2.859	2.847	2.417	2.563	2.283	k [-]	2.548	Aus der Eingabedatei	Ost	32502118
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.061	0.077	0.113	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.41	Aus der Eingabedatei	Nord	5932991

Tabelle A.2.4.22: Wind-Datensatz "Wind 22"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.83	6.5	7.76	7.71	7.6	7.61	8.24	9.49	9.61	9	8.37	7.59	A [m/s]	8.37	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.443	2.441	2.779	2.766	2.882	2.814	2.594	2.858	2.853	2.421	2.564	2.283	k [-]	2.543	Aus der Eingabedatei	Ost	32501968
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.061	0.077	0.113	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.44	Aus der Eingabedatei	Nord	5933357

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.23: Wind-Datensatz "Wind 23"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.71	6.6	7.72	7.69	7.61	7.59	8.34	9.44	9.5	9.08	8.37	7.58	A [m/s]	8.36	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.457	2.431	2.782	2.77	2.881	2.815	2.597	2.86	2.848	2.417	2.563	2.286	k [-]	2.548	Aus der Eingabedatei	Ost	32502486
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.061	0.077	0.113	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.43	Aus der Eingabedatei	Nord	5933153

Tabelle A.2.4.24: Wind-Datensatz "Wind 24"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7.04	6.37	7.74	7.7	7.57	7.65	8.15	9.56	9.66	8.91	8.3	7.62	A [m/s]	8.36	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.392	2.446	2.777	2.768	2.876	2.824	2.6	2.856	2.858	2.42	2.567	2.284	k [-]	2.542	Aus der Eingabedatei	Ost	32501081
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.04	0.064	0.073	0.073	0.061	0.076	0.113	0.168	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.44	Aus der Eingabedatei	Nord	5933389

Tabelle A.2.4.25: Wind-Datensatz "Wind 25"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	7	6.4	7.76	7.7	7.56	7.65	8.19	9.52	9.64	8.96	8.34	7.61	A [m/s]	8.37	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	161
k [-]	2.393	2.439	2.778	2.766	2.88	2.817	2.604	2.86	2.861	2.421	2.564	2.285	k [-]	2.543	Aus der Eingabedatei	Ost	32501506
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.061	0.077	0.113	0.167	0.106	0.111	0.072	v_{ave} [m/s]	7.44	Aus der Eingabedatei	Nord	5933371

Tabelle A.2.4.26: Wind-Datensatz "Wind 26"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.13	5.94	7.07	7.21	7	6.46	7.27	8.81	8.87	8.1	7.47	6.67	A [m/s]	7.59	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	99
k [-]	2.441	2.428	2.77	2.771	2.858	2.837	2.552	2.856	2.855	2.421	2.562	2.288	k [-]	2.514	Aus der Eingabedatei	Ost	32503632
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.064	0.073	0.073	0.06	0.076	0.114	0.169	0.105	0.11	0.072	v_{ave} [m/s]	6.75	Aus der Eingabedatei	Nord	5934583

Tabelle A.2.4.27: Wind-Datensatz "Wind 27"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.64	6.45	7.33	7.48	7.38	6.75	7.8	9.83	9.41	8.78	7.62	6.84	A [m/s]	8.02	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.456	2.435	2.775	2.782	2.846	2.838	2.509	2.846	2.855	2.407	2.528	2.296	k [-]	2.479	Aus der Eingabedatei	Ost	32497184
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.041	0.064	0.072	0.072	0.059	0.076	0.116	0.167	0.105	0.11	0.073	v_{ave} [m/s]	7.17	Aus der Eingabedatei	Nord	5933249

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.28: Wind-Datensatz "Wind 28"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.69	6.4	7.35	7.49	7.3	6.66	7.82	9.86	9.53	8.79	7.62	6.65	A [m/s]	8.02	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.444	2.439	2.767	2.784	2.834	2.815	2.503	2.847	2.859	2.406	2.529	2.284	k [-]	2.463	Aus der Eingabedatei	Ost	32496917
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.041	0.065	0.073	0.072	0.058	0.076	0.115	0.168	0.106	0.11	0.072	v_{ave} [m/s]	7.18	Aus der Eingabedatei	Nord	5932986

Tabelle A.2.4.29: Wind-Datensatz "Wind 29"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.66	6.52	7.41	7.54	7.46	6.78	7.8	9.87	9.51	8.73	7.56	6.86	A [m/s]	8.04	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.451	2.442	2.768	2.78	2.845	2.834	2.524	2.852	2.85	2.404	2.526	2.295	k [-]	2.477	Aus der Eingabedatei	Ost	32497584
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.065	0.073	0.073	0.059	0.076	0.115	0.169	0.106	0.11	0.072	v_{ave} [m/s]	7.20	Aus der Eingabedatei	Nord	5933016

Tabelle A.2.4.30: Wind-Datensatz "Wind 30"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.58	6.44	7.42	7.56	7.31	6.68	7.82	9.9	9.53	8.79	7.61	6.58	A [m/s]	8.02	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.446	2.443	2.761	2.781	2.84	2.825	2.505	2.847	2.858	2.41	2.518	2.276	k [-]	2.458	Aus der Eingabedatei	Ost	32496992
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.041	0.065	0.073	0.072	0.059	0.076	0.115	0.169	0.106	0.11	0.071	v_{ave} [m/s]	7.18	Aus der Eingabedatei	Nord	5932669

Tabelle A.2.4.31: Wind-Datensatz "Wind 31"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.63	6.51	7.46	7.58	7.4	6.7	7.76	9.87	9.52	8.81	7.59	6.73	A [m/s]	8.04	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.453	2.448	2.764	2.777	2.832	2.828	2.539	2.857	2.846	2.41	2.517	2.286	k [-]	2.470	Aus der Eingabedatei	Ost	32497546
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.041	0.064	0.073	0.073	0.059	0.076	0.115	0.168	0.106	0.11	0.072	v_{ave} [m/s]	7.20	Aus der Eingabedatei	Nord	5932561

Tabelle A.2.4.32: Wind-Datensatz "Wind 32"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.58	6.42	7.47	7.53	7.18	6.66	7.86	9.91	9.53	9.01	7.73	6.57	A [m/s]	8.04	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.442	2.433	2.768	2.779	2.836	2.828	2.513	2.844	2.852	2.416	2.501	2.284	k [-]	2.455	Aus der Eingabedatei	Ost	32496862
Häufigkeit (100%=1)	0.044	0.041	0.065	0.073	0.072	0.059	0.076	0.115	0.169	0.107	0.11	0.071	v_{ave} [m/s]	7.21	Aus der Eingabedatei	Nord	5932256

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.33: Wind-Datensatz "Wind 33"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.77	6.52	7.52	7.51	7.38	6.66	7.72	9.79	9.6	8.97	7.63	6.74	A [m/s]	8.05	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.48	2.478	2.764	2.777	2.833	2.831	2.557	2.866	2.861	2.411	2.509	2.29	k [-]	2.470	Aus der Eingabedatei	Ost	32497906
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.065	0.073	0.073	0.059	0.076	0.114	0.169	0.106	0.11	0.071	v_{ave} [m/s]	7.21	Aus der Eingabedatei	Nord	5932202

Tabelle A.2.4.34: Wind-Datensatz "Wind 34"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.38	6.26	7.46	7.54	7.02	6.63	8.05	9.91	9.53	9.16	7.93	6.64	A [m/s]	8.06	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.464	2.442	2.763	2.787	2.826	2.829	2.51	2.847	2.855	2.422	2.485	2.279	k [-]	2.446	Aus der Eingabedatei	Ost	32496286
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.065	0.074	0.072	0.059	0.076	0.114	0.168	0.107	0.111	0.071	v_{ave} [m/s]	7.23	Aus der Eingabedatei	Nord	5931994

Tabelle A.2.4.35: Wind-Datensatz "Wind 35"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6.57	6.49	7.52	7.51	7.21	6.62	7.72	9.87	9.6	9.06	7.72	6.6	A [m/s]	8.05	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	149
k [-]	2.469	2.457	2.768	2.778	2.837	2.817	2.542	2.857	2.858	2.416	2.485	2.275	k [-]	2.455	Aus der Eingabedatei	Ost	32497446
Häufigkeit (100%=1)	0.043	0.041	0.065	0.073	0.073	0.059	0.076	0.114	0.169	0.107	0.11	0.071	v_{ave} [m/s]	7.21	Aus der Eingabedatei	Nord	5931984

A.2.5 Berechnungsvarianten

Tabelle A.2.5.1: Berechnungsvarianten

Id	Beschriftung	BBS-Gruppe	Wöhlerlinien-Koeffizient	Einfluss der Orografie ignorieren	Ergebnisse im Abschnitt
2	Situation nach dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.1
3	Betriebsbeschraenkungen	1	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.2

A.2.6 Betriebsbeschränkungen (BBS)

Für die einzelnen definierten BBS zwischen jeweils zwei WEA sind Alternativen möglich: Für einen reduzierten Betrieb kann alternativ auch eine Abschaltung vorgesehen werden. Eine Abschaltung kann alternativ auch auf die andere beteiligte WEA übertragen werden (wenn die Abschaltung für die windaufwärts gelegene WEA definiert wurde, kann alternativ die windabwärts gelegene WEA abgeschaltet werden und umgekehrt). Die entsprechenden Alternativen sind in weiteren Tabellen nachfolgend dargestellt. Es ist dabei nicht erforderlich alle alternativen BBS einer Tabelle zu wählen. Für jede definierte BBS zwischen zwei WEA muss aber eine der aufgeführten Alternativen umgesetzt werden.

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.6.1 BBS-Gruppe 1

Tabelle A.2.6.1.1: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 1 - Übersicht (A=Abschaltung, R=Eingeschränkter Betrieb)

	Windaufwärts gelegene WEA		Zu schützende WEA		Windgeschwindigkeitsbereiche [m/s]																								
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	26	1010196	1	WEC1						A																					
2	26	1010196	2	WEC2						A																					

Tabelle A.2.6.1.2: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 1 - Details

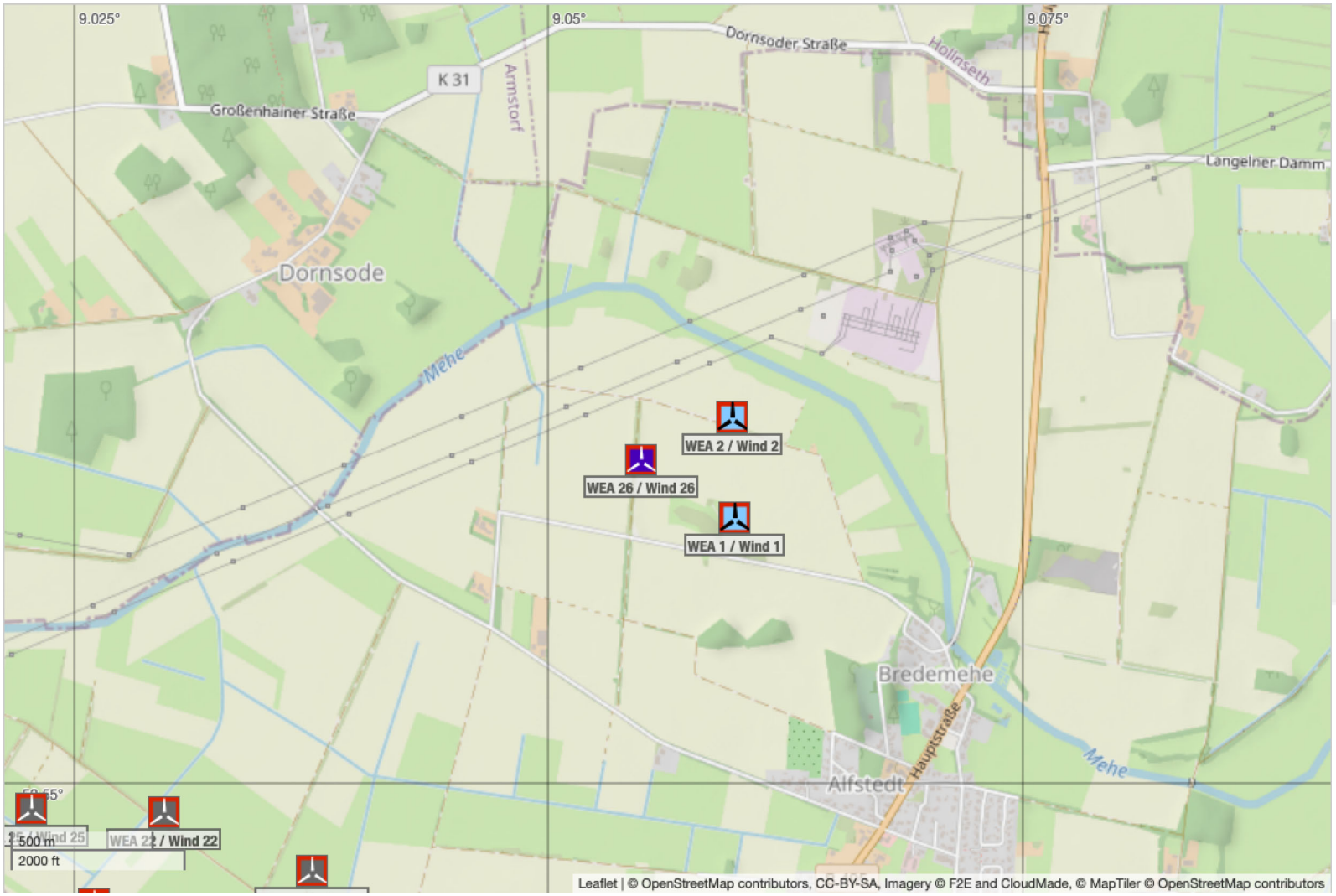
	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	1	WEC1	1	WEC1	X	-	-	281.3	321.3	7.5	8.5
2	2	WEC2	2	WEC2	X	-	-	222.8	266.8	7.5	11.5

Tabelle A.2.6.1.3: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 1 - Alternative A - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	26	1010196	1	WEC1	X	-	-	281.3	321.3	7.1	8
2	26	1010196	2	WEC2	X	-	-	222.8	266.8	7.1	10.8

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.7 Karte des Windparks



Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.8 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

Tabelle A.2.8.1: Abstände zu den nächsten fünf aktiven WEA in Rotordurchmessern der jeweiligen Nachbar-WEA

WEA			Nachbar 1		Nachbar 2		Nachbar 3		Nachbar 4		Nachbar 5	
	Nr.	Bezeichnung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung
	1	WEC1	2	2.53	26	3.81	23	12.16	18	14.15	22	14.19
	2	WEC2	1	2.53	26	3.48	23	13.63	22	15.27	18	15.80
	26	1010196	2	2.54	1	2.78	23	11.60	22	13.08	18	13.87

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.1.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEC1	10	—	37.5	36.1	31.8	28.4	26.0	23.9	21.4	20.1	19.2	14.6	13.3	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	—
	2	WEC2	10	—	38.9	38.1	33.9	30.6	28.3	26.3	23.8	22.6	21.8	16.7	15.2	14.0	13.1	12.5	11.9	11.5	11.1	10.8	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	10.1	10.1	—
	26	1010196	10	—	35.6	36.1	32.1	28.4	25.2	21.6	19.2	17.4	15.6	14.0	12.7	11.8	11.3	10.9	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	—	—	—

Tabelle A.3.1.2: Extremwerte der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEC1	10	43.8	44.7	39.5	35.0	31.1	28.6	25.7	24.3	23.3	18.5	16.9	15.6	14.6	13.7	13.1	12.5	12.0	11.6	11.4	11.2	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	—
	2	WEC2	10	45.5	46.3	41.0	36.3	32.4	29.8	26.7	25.2	24.2	19.3	17.7	16.4	15.3	14.4	13.7	13.2	12.7	12.3	12.0	11.8	11.6	11.4	11.2	11.0	11.0	11.0	—
	26	1010196	10	42.7	43.5	38.5	34.1	30.3	26.1	23.4	21.5	19.7	17.9	16.4	15.1	14.1	13.3	12.6	12.1	11.6	11.3	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	—	—	—	—

Tabelle A.3.1.3: Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEC1	—	4.4	1.7	1.9	1.5	1.2	0.7	0.6	0.9	0.9	4.9	5.6	6.0	6.2	6.3	6.3	6.3	6.2	6.2	6.1	5.9	5.8	5.6	5.5	5.3	5.2	5.1	—
	2	WEC2	—	3.0	3.7	4.0	3.7	3.5	3.1	1.8	1.6	1.7	2.8	3.7	4.4	4.9	5.1	5.4	5.5	5.6	5.7	5.7	5.6	5.5	5.4	5.4	5.3	5.2	5.1	—
	26	1010196	—	6.4	1.6	2.1	1.4	0.3	1.7	2.8	3.6	4.6	5.5	6.2	6.6	6.7	6.7	6.6	6.5	6.4	6.3	6.1	5.9	5.7	5.6	5.4	—	—	—	—

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.3.1.4: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften						Nächste WEA		Ergebnisse															
	Nr.	WEA-Typ	z_{hub} [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v_{50} GK2 [m/s]	v_{50} GK1 [m/s]	A [m/s]	A ρkorr [m/s]	k [-]	v_{ave} [m/s]	v_{ave} ρkorr [m/s]
	1	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	160	138.25	Nein	2.532	2	Nein	10	Nein	0.12	0.2	1.239	3 / II	42.9		8.43	8.49	2.534	7.49	7.53
	2	ENERCON E-138 EP3 E3 4.26MW OM0s	160	138.25	Nein	2.532	1	Nein	10	Nein	0.12	0.2	1.239	3 / II	42.9		8.44	8.5	2.535	7.5	7.54
	26	ENERCON E-101 3.05MW	99	101	Nein	2.543	2	Nein	10	Nein	0.13	0.1	1.247	3 / II	39.7		7.59	7.67	2.514	6.75	6.81

A.3.2 Berechnungsvariante “Betriebsbeschraenkungen”

BBS definiert Ja
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.2.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEC1	10	—	37.5	36.1	31.8	28.4	26.0	20.2	21.4	20.1	19.2	14.6	13.3	12.4	11.8	11.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	—
	2	WEC2	10	—	38.9	38.1	33.9	30.6	28.3	22.6	20.3	18.6	17.1	16.7	15.2	14.0	13.1	12.5	11.9	11.5	11.1	10.8	10.6	10.5	10.4	10.3	10.2	10.1	10.1	10.1	—
	26	1010196	10	—	35.6	36.1	32.1	28.4	25.2	21.6	19.2	17.4	15.6	14.0	12.7	11.8	11.3	10.9	10.7	10.5	10.3	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	—	—	—	—

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.3.2.2: Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEC1	—	4.4	1.7	1.9	1.5	1.2	3.0	0.6	0.9	0.9	4.9	5.6	6.0	6.2	6.3	6.3	6.3	6.2	6.2	6.1	5.9	5.8	5.6	5.5	5.3	5.2	5.1	—
	2	WEC2	—	3.0	3.7	4.0	3.7	3.5	0.6	1.7	2.4	3.0	2.8	3.7	4.4	4.9	5.1	5.4	5.5	5.6	5.7	5.7	5.6	5.5	5.4	5.4	5.3	5.2	5.1	—
	26	1010196	—	6.4	1.6	2.1	1.4	0.3	1.7	2.8	3.6	4.6	5.5	6.2	6.6	6.7	6.7	6.6	6.5	6.4	6.3	6.1	5.9	5.7	5.6	5.4	—	—	—	—

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.4 Legende

Erläuterung der Begriffe		
	Geplante WEA	WEA, deren Standorteignung im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
	Benachbarte WEA	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA gehen in die Berechnungen ein.
	Inaktive WEA	WEA, die nicht als Vorbelastung zu berücksichtigen sind und daher nicht in die Berechnungen eingehen. Diese WEA werden in der Regel nicht im Gutachten aufgeführt.
	Betrachtete WEA	Für alle betrachteten WEA werden Ergebnisse ausgewiesen und abschließende Aussagen getroffen.
	Windpark	Der Begriff wird im Sinne des Anhangs A der DIBt-Richtlinie von 2004 verwendet und umfasst “geplante” und “benachbarte” WEA.
	Referenzpunkt der Winddaten	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Geplante WEA
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA zu betrachten sind.
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind, die aber Einfluss auf die zu betrachtenden WEA (,) ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in der Kartendarstellung abgebildet.
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind und die keinen Einfluss auf die zu betrachtenden WEA (,) ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in der Kartendarstellung abgebildet.
	Inaktive WEA.
	Referenzpunkte der Winddaten.
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.5 Literaturangaben

/A.1/ ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3 / 4260 kW; Dokument-ID: D1018674/6.0-de; 17.04.2023; Aurich, Deutschland.

/A.2/ TÜV NORD CERT GmbH; 1. Verlängerung der Typenprüfung; Nr. T-7014/10 - 1; 17.02.2017; Essen, Deutschland.

/A.3/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme für eine Typenprüfung - Lastannahmen, Windenergieanlage ENERCON E-101 Rotorblatt Typ E101-2, Nabenhöhe 99 m (E-101/BF/97/17/01); Prüfnummer: 2264357-1-d; 28.10.2014; München, Deutschland.

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.6 Abkürzungen und Formelzeichen

WEA	Windenergieanlage
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
NTM	Normales Windturbulenzmodell
DLC	Auslegungslastfall
PD	Potsdam-Datum
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion
WGS84	World Geodetic System 1984
WZ	Windzone
BBS	Betriebsbeschränkung
LR	Lastrechnung
GK	Geländekategorie
üNN	über Normal-Null

D	Rotordurchmesser	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der WEA	[m]
P_N	Nennleistung der WEA	[MW]
c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
C_{ct}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibull-Verteilung	[-]
h	Höhe über Grund	[m]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{ref}	Referenz-Windgeschwindigkeit (Auslegungswert für v_{50})	[m/s]
v_{50}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{in}	Einschaltwingeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{out}	Abschaltwingeschwindigkeit der WEA	[m/s]
Σ	Summe	[-]
α	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	[-]
α_n	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils für neutrale Schichtung	[-]
φ	Neigung der Anströmung	[°]
β	Blattwinkelverstellung	[°]
γ_{start}	Startwinkel der BBS	[°]
γ_{stop}	Endwinkel der BBS	[°]
v_{start}	Startwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
v_{stop}	Endwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
ρ	Mittlere Luftdichte	[kg/m^3]
τ_{design}	Entwurfslebensdauer in Jahren	[a]
	Altgrad (Vollkreis = 360°)	[°]

Copyright © 2024 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

12.6.4 Nachweis zum Brandschutz

Informationen zum Brandschutz der geplanten E-138 EP3 E3 sind dem Brandschutzkonzept und der technischen Beschreibung zum Brandschutz zu entnehmen.

Anlagen:

- 12.6.4_D02449457_0.1_BSK E-138 EP3 E3 NH 160 HT.PDF
- 12.6.4_D0253903_4.1_de_TB_Brandschutz EP1, EP2, EP3.pdf
- 12.6.4_D03062410_0.0_de_Gutachten_Stellungnahme zu BSK vor 23.08.2024 zu Kap. 6.2 und 6.4.PDF

BRANDSCHUTZBÜRO
MONIKA TEGTMEIER
DIPLOM-INGENIEURIN

BV-Nr. E-138EP3/E3/160/HT
Index A

04.08.2021

Brandschutzkonzept

für die Errichtung einer Windenergieanlage

des Typs ENERCON E-138 EP3 E3

mit 160 m Nabenhöhe

Auftraggeber:

WRD Management Support GmbH
Innovationszentrum
Borsigstr. 26
26607 Aurich

Tel: 04481 920800
Eichhörnchenweg 15
26209 Sandkrug

sachverstaendige@brandschutz-tegtmeier.de

Oldenburgische Landesbank
IBAN: DE14280200501347332700
SWIFT: OLBODEH2XXX
Umsatzsteuer-ID: 64/144/10601
www.brandschutz-tegtmeier.de

Von der Oldenburgischen IHK öffentlich bestellte und vereidigte Sachverständige für den vorbeugenden baulichen Brandschutz

Prüferin für den Brandschutz - EBA

INHALTSÜBERSICHT Seite

1 Einleitung 4
1.1 Auftrag 4
1.2 Gesetzliche Grundlagen, Regelwerke 5
1.3 Verwendete Unterlagen 5
1.4 Schutzziele 6
1.5 Bestimmung der Gesamthöhe 6
1.6 Einstufung des Gebäudes 6
1.7 Risikobeurteilung der Maschine 6

2 Gebäudetechnische Daten und Nutzungen 7
2.1 Allgemein 7
2.2 Äußere Erschließung 7
2.3 Innere Erschließung 7
2.4 Nutzung der Windenergieanlage 8
2.4.1 Allgemeines 8
2.4.2 Funktion 8
2.4.3 Zahl der Nutzer 8
2.4.4 Betrieb; Wartung 8
2.4.5 Beschreibung der Einrichtungen der WEA 9
2.5 Risikoanalyse 9
2.5.1 Brandlasten und Brandgefährdungspotential 9
2.5.2 Wahrscheinlichkeit eines Brandereignisses 10

3 Vorbeugender Brandschutz 13
3.1 System der äußeren und inneren Abschottungen; Anforderungen an Bauteile und Baustoffe 13
3.1.1 Anordnung und Lage von Rauchabschnitten 13
3.1.2 Brandschutztechnische Abschnittsbildung 13
3.1.3 Feuerwiderstandsdauer der tragenden und aussteifenden Bauteile 13
3.1.4 Nichttragende Außenwände und -bekleidungen 13
3.2 Flucht- und Rettungswege 13

4 Vorbeugender anlagentechnischer Brandschutz 14
4.1 Brandmeldeanlage 14
4.2 Alarmierungseinrichtung 14
4.3 Anlagentechnische Branderkennung und Brandmeldung 14
4.3.1 Sensoren 14
4.3.2 Rauchschalter 15
4.4 Lüftungsanlagen 16
4.5 Rauch- und Wärmeabzugsanlagen 16
4.6 Blitzschutz 16

5 Organisatorischer Brandschutz 17
5.1 Betriebliche Maßnahmen zur Brandverhütung und Brandbekämpfung sowie zur Rettung von Personen 17
5.2 Kennzeichnung von Rettungswegen 17
5.3 Flucht- und Rettungspläne 17
5.4 Alarmierung der Feuerwehr 17
5.5 Einrichtungen zur Brandbekämpfung 18
5.6 Prüfungen technischer Anlagen und Einrichtungen 18
5.7 Übung mit der Zuständigen Feuerwehr 18

6 Abwehrender Brandschutz 19
6.1 Flächen für die Feuerwehr 19

6.2 Löschwasserversorgung 19
6.3 Löschwasserrückhaltung 19
6.4 Feuerwehrpläne 20
6.5 Hydrantenpläne 20
6.6 Brandbekämpfung 20
6.6.1 Brand im Turmfuß 20
6.6.2 Brand in der Gondel 21
6.6.3 Brand der Rotorblätter 21
6.6.4 Brandweiterleitung auf die Umgebung 21

7 Verwendete Rechenverfahren nach Methoden des Brandschutzingenieurwesens 22

8 Abweichungen 22

9 Zusammenfassung 23

1 Einleitung

1.1 Auftrag

Die Unterzeichnerin wurde am 20.07.2021 beauftragt, für die Errichtung der Windenergieanlage (WEA) des Typs ENERCON E-138 EP3 E3 mit 160 m Nabenhöhe, ein Brandschutzkonzept gemäß Musterbauverordnung zu erstellen.

Ein Brandschutzkonzept ist eine zielorientierte Gesamtbewertung des baulichen und abwehrenden Brandschutzes bei Gebäuden besonderer Art oder Nutzung. Bauliche Anlagen sind so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch vorgebeugt wird. Die nachfolgend aufgeführten Maßnahmen berücksichtigen die Anforderungen für dieses Objekt.

Das Brandschutzkonzept beinhaltet die Einzelmaßnahmen aus

- vorbeugendem Brandschutz
- organisatorischem (betrieblichem) Brandschutz und
- abwehrendem Brandschutz.

Unter Berücksichtigung

- der Nutzung
- des Brandrisikos und
- des zu erwartenden Schadenausmaßes

werden im Brandschutzkonzept die Einzelkomponenten und ihre Verknüpfung im Hinblick auf die Schutzziele beschrieben.

Es werden nur die brandschutztechnischen Belange berücksichtigt, Eiswurf oder immissionsschutzrechtliche Belange werden nicht betrachtet.

1.2 Gesetzliche Grundlagen, Regelwerke

Folgende Gesetze und Richtlinien wurden zur Erstellung des vorliegenden Brandschutzkonzeptes berücksichtigt:

/1/ MBO – Musterbauordnung, vom 1. November 2002 in der Fassung vom 22.02.2019 (ARGEBau)

/2/ MBauVorlV – Musterbauvorlagenverordnung, Muster einer Verordnung über Bauvorlagen und bauaufsichtliche Anzeigen, Fassung Februar 2007 (Fachkommission Bauaufsicht der ARGEBAU)

/3/ DIN 4102: Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen, in der zurzeit gültigen Fassung und allen veröffentlichten Teilen

/4/ DIN EN 62305-1, Blitzschutz – Teil 1: Allgemeine Grundsätze, Ausgabe Oktober 2011; Berichtigung 1, Ausgabe Dezember 2015

/5/ Richtlinie 2006/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Maschinen und zur Änderung der Richtlinie 95/16/EG, vom 17.05.2006

/6/ 9. ProdSV - Maschinenverordnung, Neunte Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Maschinenrichtlinie) vom 12.05.1993 zuletzt geändert am 08.11.2011

1.3 Verwendete Unterlagen

Zur Erstellung standen folgende Unterlagen zur Verfügung:

Unterlagen	Dokument	Datum
Technische Beschreibung Enercon Windenergieanlage E-138 EP3 E3	D1018637/2.1	14.06.2021
Gondelschnitt M1:50 E-138-EP3 E3	D02162509/0.0	02.12.2020
Datenblatt Gondelabmessung E-138-EP3 E3	D1019598/2.0	06.07.2021
Datenblatt Rotorblatt E-138 EP3-RB-02	D0769859-2.1	01.07.2021
Ansicht Hybridturm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01	EP3.00.250-1	06.07.2021
Technische Beschreibung Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01	D02352828/1.0	-
Technisches Datenblatt Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01	D02352664/1.1	06.07.2021
Technische Information Enercon Windenergieanlage E-138 EP3 E3 Wassergefährdende Stoffe*	D02298629/0.2	22.03.2021
Technische Beschreibung Warnsignalisierung bei unsicheren Betriebszuständen	D1007126/1.0	23.03.2021
Technische Beschreibung Einrichtungen zum Arbeits-, Personen- und Brandschutz	D0446785/2.3	22.03.2021
Verhalten bei Unfällen/Brandfall/Stromunfall	ID0X10	-
Technische Beschreibung Brandschutz EP1, EP2, EP3	D0253903/4.1	18.03.2021
Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlagen Blitzschutz	D0260891-12	26.11.2020
Datenblatt Installationsorte der Rauchschalter	D0701831/2.2	17.03.2021
Technische Beschreibung Aufstiegshilfe	D0917105-1	12.11.2020
Technisches Datenblatt Installationsorte der Feuerlöscher	D0648865/7.1	01.07.2021
Spezifikation Zuwegung und Baustellenflächen	D02283831/0.1	21.06.2021

Tabelle 1: Unterlagen

*In dem Dokument Wassergefährdende Stoffe sind alle Stoffe mit Mengenangaben aufgeführt, die in der WEA Verwendung finden, mit der Auflistung der entsprechenden Sicherheitsdatenblätter.

1.4 Schutzziele

Für die Beurteilung der zu errichtenden Windenergieanlagen gelten die materiellen Vorschriften der Musterbauordnung. Bauliche Anlagen sind so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch (Brandausbreitung) vorgebeugt wird und bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sind (§14 MBO).

1.5 Bestimmung der Gesamthöhe

Die Windenergieanlage weist eine Nabenhöhe von ca. 160 m auf und der Rotor hat einen Durchmesser von ca. 138 m. Die Rotorblattlänge beträgt ca. 68 m. Damit ergibt sich eine Gesamthöhe von ca. 229 m.

1.6 Einstufung des Gebäudes

In den WEA befinden sich keine Aufenthaltsräume gemäß § 47 MBO. Die Anlagen werden nur temporär zu Wartungs- und Reparaturzwecken begangen.
Sie ist eine freistehende Maschine gemäß Maschinenrichtlinie.
Die WEA mit mehr als 30 m Höhe über der Geländeoberfläche im Mittel werden als Sonderbauten im Sinne des § 2 (4) Nr. 2 MBO eingestuft.
Eine Windenergieanlage ist eine bauliche Anlage besonderer Art und Nutzung, an der im Einzelfall zur Verwirklichung der allgemeinen Anforderungen besondere Anforderungen gestellt werden. Erleichterungen können gestattet werden, soweit es der Einhaltung von Vorschriften wegen der besonderen Art oder Nutzung baulicher Anlagen nicht bedarf.

1.7 Risikobeurteilung der Maschine

Der Hersteller ist verpflichtet für die komplette WEA eine Risikobeurteilung nach Maschinenrichtlinie 2006/42/EG durchzuführen.
Der auf dem Turm angeordnete maschinentechnische Teil der Windenergieanlage, hierzu zählen u.a. die Rotorblätter sowie die Nabe, die regelungs- und elektrotechnischen Komponenten, der Generator, die Lager und die Bremse, entsprechen laut Hersteller den anerkannten Regeln der Technik.

2 Gebäudetechnische Daten und Nutzungen

2.1 Allgemein

Bei dem Bauvorhaben handelt es sich um eine Errichtung einer Windenergieanlage der Firma ENERCON mit der Typbezeichnung E-138 EP3 E3 mit 160 m Nabenhöhe.
Als Träger der Windenergieanlage Typ E-138 EP3 dient ab Fundamentoberkante ein Hybridturm (HT), bestehend aus 34 Betonsegmenten und Stahlsektionen.
Der untere Bereich ist eine Spannbetonkonstruktion aus 30 Fertigteilbeton-segmenten. Auf die Spannbetonkonstruktion sind 3 Stahlsektionen aufgesetzt. Die Verbindung der Stahlsektionen erfolgt mit vorgespannten Schraubverbindungen.
Im Bereich der Gondel besteht das Maschinenhaus aus Alu und die Generatorverkleidung aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK), die Rotorblätter werden aus GFK, Epoxidharz, Balsaholz und Schaumstoff hergestellt.

2.2 Äußere Erschließung

Die äußere Erschließung erfolgt über die öffentliche Verkehrsfläche.

2.3 Innere Erschließung

Die Turmeingangstür befindet sich auf Höhe der Fundamentoberkante. Sie ist abschließbar und kann von innen jederzeit ohne Schlüssel und Werkzeug geöffnet werden. Der Zutritt von außen ist nur mit Schlüssel möglich.
Der Aufstieg im Turm erfolgt über eine Sicherheitssteigleiter in Kombination mit einer Steigschutzeinrichtung gemäß DIN EN ISO 14122-4:2016. Zwischen der Eingangsebene und dem oberen Ende des Turms sind Podeste angeordnet. Diese Podeste werden im Werk vorinstalliert und während des Montageprozesses komplettiert. Sie dienen als feste Arbeitsbühne sowie als Ruhebühne beim Auf- und Abstieg. Zum problemlosen Durchstieg befinden sich in den Podesten mit Klappen abgedeckte Luken.
Zusätzlich wird eine Aufstiegshilfe (Nutzlast 240 kg) nach Maschinenrichtlinie 2006/42/EG eingebaut. Sie fährt leitergeführt bis zu einem Podest einige Meter unterhalb des Turmkopfs. Für die restliche Strecke wird die Sicherheitssteigleiter mit Steigschutzeinrichtung benutzt.
Auf der Eingangsebene befindet sich ein Energieumwandlerschrank, die Mittelspannungsschaltanlage, der Steuerschrank zur Bedienung der Windenergieanlage sowie eine unterbrechungsfreie Stromversorgung. Die

Bedienung erfolgt über das Human Maschine Interface (HMI), welches sich auf der Eingangsebene befindet.
Der Aufstieg im Turm ist für die Feuerwehr im Brandfall nicht vorgesehen.

2.4 Nutzung der Windenergieanlage

2.4.1 Allgemeines

Die WEA dient zur Wandlung der kinetischen Energie des Windes in elektrischer Energie. Durch das getriebelose Anlagenkonzept (Direktantrieb) besitzt der Antriebsstrang keine schnell drehenden Komponenten, kein Getriebeöl. Auf Grund dessen verringert sich wesentlich die Brandentstehungswahrscheinlichkeit.

2.4.2 Funktion

Im Maschinenhaus, das auf dem Turm montiert ist, liefert ein Ringgenerator, der direkt an der Nabe mit den Rotorblättern angekoppelt ist, die elektrische Energie. Die erzeugte Energie wird in einem Wechselrichtersystem in eine netzkonforme Spannung umgewandelt. Der Transformator in der Gondel transformiert die erzeugte Spannung auf das Niveau des Stromnetzes, in das der Strom eingespeist wird. Über die Mittelspannungsschaltanlage im Turmfuß wird der Transformator mit dem aufnehmenden Stromnetz zusammengeschaltet.

2.4.3 Zahl der Nutzer

Die Zahl der Nutzer wird vom Grundsatz mit „keine“ angegeben. Es befinden sich keine Aufenthaltsräume in der Windenergieanlage, nur zu Wartungszwecken halten sich 2 bis 6 Personen in der Anlage auf.

2.4.4 Betrieb; Wartung

Die WEA ist im Betrieb unbemannt und verschlossen. Der Betrieb wird automatisch durch eine Fernabfrage überwacht. Die Daten werden in einer permanent besetzten Zentrale ausgewertet. Bei Störungen schaltet die WEA selbsttätig ab, wobei die Abschaltung über ein mehrfach redundantes System, auch bei Netzausfall, erfolgt.
Die WEA wird bei einer Störung bis zur Reparatur nicht freigegeben.
Die Begehung zur Wartung findet mind. einmal jährlich routinemäßig statt. Bei den Begehungen ist die Anlage außer Betrieb. Wird ein Probelauf notwendig, muss

hierfür das Servicepersonal ihr Abseilgeschirr tragen, um sich bei eventuellen Störungen oder einem Brand über den 1. Fluchtweg durch den Turm oder bei versperrten 1. Fluchtweg über den 2. Fluchtweg durch die Luke im Maschinenhaus zu evakuieren.

Die Wartungen werden nur durch Fachpersonal ausgeführt, welches auf die Anlagentechnik und der Rettung aus der Windenergieanlage geschult ist.

Für diesen kurzzeitigen Probelauf bestehen aus brandschutztechnischer Sicht keine Bedenken.

2.4.5 Beschreibung der Einrichtungen der WEA

Bezeichnung	Anlagen	Zugangsberechtigung
Gondel mit Rotoren	Ringgenerator Nebenaggregate Schaltschränke Transformator	unterwiesenes Personal
Turm	Mittelspannungskabel (400 V)	unterwiesenes Personal
Fuß	Schaltschränke Eigenversorgungstrafo (optional)	Feuerwehr unterwiesenes Personal Elektrofachleute

Tabelle 2: Einrichtungen

2.5 Risikoanalyse

2.5.1 Brandlasten und Brandgefährdungspotential

Die folgende Tabelle dient als Übersicht in welchen Anlagenteilen sich die wesentlichen Brandlasten befinden und wodurch ein Brand entstehen kann:

Bezeich-nung	Anlagen	Brandlasten	Brandgefahren
Gondel	Schaltschränke	Kabel	elektrische Störung
	diverse Kabel	Kabel	
	Azimutantriebe	Max. 6 Stellmotoren zur Windnachführung je ca. 17 l Öl	durch Reibung und elektrische Störungen
	Blattverstellantriebe	3 Antriebe für die Blattverstellung je 12 l Öl	
	Azimutlager	ca. 18 l Fett	

Bezeich-nung	Anlagen	Brandlasten	Brandgefahren
	Zentralschmiereinheit	Schmierstoffe insgesamt ca. 344 l	
	Hydrauliksystem	Rotorarretierung und -bremse 35 l Öl	
	Transformator	max. 1.970 l synthetische Ester MIDEL 7131	
	Maschinenhaus-verkleidung	Aluminium	keine direkte Brandgefahr
	Generator-verkleidung	glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK)	
Turm	Mittelspannungs-kabel 400V	Kabel	durch elektrische Störungen
	Aufstiegshilfe	Schmierstoffe 2,6 l	
Fuß	Schaltschränke	Kabel Verteiler	durch elektrische Störungen
	USV-Schaltschrank Schaltschränke		
	Eigenversorgungs-trafo (optional)	200 l MIDEL 7131	
Rotor	Rotorblatt	Glasfaserverstärkter Kunststoff, Epoxidharz, Holz, Schaumstoff 20,5 t optional mit Blattheizung	Blitzschlag; Brandüberschlag zwischen Gondel und Rotorblättern, durch elektrische Störungen der Blattheizung

Tabelle 3: Brandlasten

2.5.2 Wahrscheinlichkeit eines Brandereignisses

Der Brand lässt sich nach den Normen der Feuerwehren DIN 14011 als nicht bestimmungsgemäßes Brennen, das sich unkontrolliert ausbreiten kann, definieren. Bei einer Brandentstehung und auch für eine Brandausbreitung müssen bestimmte Voraussetzungen vorhanden sein. Diese Voraussetzungen können in die Gruppe der stofflichen Voraussetzungen und in die Gruppe der energetischen Voraussetzungen unterteilt werden. Damit es zum Brennen kommt, bedarf es eines energetischen Anstoßes, d.h. es muss dem Brandgut genügend Zündenergie zugeführt werden. Neben der Zündtemperatur, die für das Einleiten der Verbrennung bzw. das Entzünden ausschlaggebend ist, wird für das selbstständige Brennen eine Mindestverbrennungstemperatur benötigt. Die Mindestverbrennungstemperatur kennzeichnet den Reaktionszustand eines Systems, bei dem die Reaktionswärme gerade noch ausreicht, um den Energiekreislauf unter Berücksichtigung der

Wärmeverluste zu schließen, so dass das Feuer nicht erlischt. Aufgrund der überschüssigen Reaktionswärme, die für die Aufbereitung und Aktivierung nicht verbraucht wird, steigt die Temperatur im System selbständig weiter auf die Brandtemperatur an, welche letztendlich getrennt als Flammentemperatur und als Brandraumtemperatur (Rauchgastemperatur) interpretiert wird.

Brandereignisse sind gefährliche Brände, bei denen angenommen wird, dass sich ein Entstehungsbrand zu einem fortentwickelten Brand ausbreiten kann.
Während zur Gewährleistung der Standsicherheit in der Bauordnung gefordert und formuliert wird, dass die baulichen Anlagen standsicher sein müssen, wird demgegenüber die Anforderung zur Gewährleistung des Brandschutzes auf die Beschaffenheit der baulichen Anlage abgestellt:

Es wird in der Bauordnung offenbar nicht auf eine bestimmte Sicherheit (Brandsicherheit) abgestellt, sondern es werden vielmehr die Schutz- und Sicherungsziele ganz allgemein benannt. Deren Erfüllung entsprechend den bauordnungsrechtlichen Einzelvorschriften ergibt jedoch „stillschweigend“, analog zur Standsicherheit, ein bestimmtes Sicherheitsniveau. Dieses Sicherheitsniveau lässt sich semiprobabilistisch derzeitig mittels der Versagenswahrscheinlichkeit von $1x10^{-6}$ (bei großen Risiken pro Ereignis) bis $1x10^{-5}$ pro Gebäude je m² und Jahr beschreiben. Das Risiko ist theoretisch durch die Wahrscheinlichkeit für die Entstehung eines Brandes und die Ausbreitung zu einem gefährlichen Brand pro Bezugsfläche und pro Zeiteinheit sowie dem zu erwartenden Schadensumfang gegeben.
Nach der Normdefinition gelten brennbare Stoffe in geschlossenen Behältern aus Stahlblech oder anderen nicht zerbrechlichen und im Brandverhalten vergleichbaren Werkstoffen als „geschützt“ (TSF, Leistungsschrank, Steuerschrank und USV). Die Schutzwirkung der Systeme ist gewährleistet, d.h. die Stahlschränke werden durch das Gehäuse und dadurch, dass kein Sauerstoff zugeführt wird, geschützt.
Die Zündwahrscheinlichkeit von nicht erhitzten Flüssigkeiten mit einem Flammpunkt > 100°C in Maschinen (hier Dielektrikum im Transformator) wird vom DIN-Ausschuss für so gering angesehen, dass hier ein Beitrag zur Brandbelastung nur bei Leckage vorstellbar ist.

Die Mittelspannungs-Schaltanlage ist eine SF_6–gasisolierte Anlage und somit nicht brennbar. Diese Brandlast bleibt unberücksichtigt.
Die Windenergieanlage besitzt ein getriebeloses Antriebssystem. Rotornabe und Ringgenerator sind ohne Getriebe als feste Einheit direkt miteinander verbunden. Das Fehlen von Getriebe und Getriebeöl verringert wesentlich die Brandentstehungswahrscheinlichkeit.
Ein Brand an den Rotorblättern ist unwahrscheinlich, jedoch nicht endgültig auszuschließen. Ein Vollbrand in der Gondel oder die Installation einer Blattheizung können Brandursachen für den Brand eines Rotorblattes sein.
Sofern eine Blattheizung installiert ist, ist sie Teil der Rotoren und unterliegt den allgemein Technischen Regeln für Maschinen. Entsprechend sind anlagentechnische Sicherungen als Konsequenz der Risikobeurteilung des Herstellers eingebaut die dazu führen, dass die Blattheizung oder die gesamte WEA abgeschaltet wird und dass eine Alarmierung über die Weiterschaltung an eine ständig besetzte Stelle erfolgt. Die Folgemaßnahmen sind im organisatorischen Brandschutz unter anderem durch Begutachtung durch das Service-Personal geregelt.

Daraus resultiert, dass aufgrund der besonderen Konstruktionsart und der Anlagenüberwachung der Windenergieanlage der Firma ENERCON keine erhöhte Brandgefährdung besteht und dem Brandschutz anlagentechnisch und organisatorisch erheblich Rechenschaft getragen wird.

3 Vorbeugender Brandschutz

3.1 System der äußeren und inneren Abschottungen; Anforderungen an Bauteile und Baustoffe

3.1.1 Anordnung und Lage von Rauchabschnitten

Eine Unterteilung in Rauchabschnitte ist nicht erforderlich.

3.1.2 Brandschutztechnische Abschnittsbildung

Eine brandschutztechnische Abschnittsbildung in dem Sonderbau ist nicht erforderlich.

3.1.3 Feuerwiderstandsdauer der tragenden und aussteifenden Bauteile

An den Hybridturm werden keine Anforderungen hinsichtlich der Feuerwiderstands-klasse des Turmes gestellt.

3.1.4 Nichttragende Außenwände und -bekleidungen

Die Maschinehausverkleidung der Gondel besteht aus Aluminium und die Generatorverkleidung der Gondel besteht aus GFK. Die Rotorblätter bestehen aus GFK-Material mit Epoxidharz/Balsaholz/Schaumstoff. Es sind keine weiteren Maßnahmen notwendig.

3.2 Flucht- und Rettungswege

In der WEA sind keine Aufenthaltsräume vorhanden. Es gelten nicht die Vorschriften an bauliche Rettungswege.

Der Maschinenraum der Gondel wird nur von geschultem Personal begangen. Die Flucht aus dem Maschinenhaus durch den Turm kann je nach Gefahrensituation durch den Servicelift, aber vor allem unter Nutzung der Sicherheitsteigleiter erfolgen. Für sonstige Notfälle sowie zur Rettung von Verletzten ist in der Gondel ein Evakuierungsgerät installiert, mit dem ein Notabstieg aus der Windenluke im Heck der Maschine oder im Turm möglich ist. Das Gerät ermöglicht den zweiten Rettungsweg und kann alle Personen in der Gondel nacheinander abseilen. Die Geräte müssen regelmäßig gewartet werden.

Die Flucht- und Rettungswege sind ausreichend.

4 Vorbeugender anlagentechnischer Brandschutz

4.1 Brandmeldeanlage

Es ist keine Brandmeldeanlage erforderlich.

4.2 Alarmierungseinrichtung

Eine Alarmierungseinrichtung ist nicht erforderlich.

Die Gondel wird nur von geschultem Personal zu Wartungszwecke begangen. Für Notfälle trägt das Wartungspersonal immer ein Mobiltelefon bei sich. In der WEA ist weiterhin eine direkte Gegensprechanlage von der Gondel zum Turmfuß vorhanden.

Bei detektiertem Rauch schaltet die WEA die optisch-akustischen Signalmelder im Turmfuss, im Maschinenraum und im Rotorkopf ein. Die Signalmelder erzeugen ein rotes Dauersignal mit Lichtblitzen und einen Dauerton mit schnell schwankender Tonhöhe.

Gegebenenfalls anwesende Personen werden dadurch gewarnt.

4.3 Anlagentechnische Branderkennung und Brandmeldung

Brandursache aus mechanischer Reibung wird vorgebeugt, indem wenig schnell drehende Teile verwendet werden und kein Hauptgetriebe vorhanden ist. Alle wichtigen Komponenten werden mit Temperaturfühlern überwacht. Erhöhte Temperaturen oder Überdrehzahlen führen zur sofortigen Abschaltung der WEA und Absendung einer Störmeldung über das ENERCON SCADA System zur Service-Zentrale.

Falls die betriebliche Steuerung der Windenergieanlage einen unzulässigen Zustand erkennt, wird die Windenergieanlage mit verminderter Leistung weiter betrieben bzw. angehalten.

4.3.1 Sensoren

Mögliche Zündquellen werden laufend durch Sensoren überwacht.

Der Generator wird auf Plausibilität geprüft (Temperaturen, Leistung in Abhängigkeit der Drehzahl). Fehler führen zur sofortigen Abschaltung der Anlage und Übermittlung einer Störmeldung zur Service-Zentrale.

Folgende Parameter werden in der WEA permanent kontrolliert und bei Störungen wird die Anlage automatisch außer Betrieb genommen und die Störmeldung weitergeleitet.

- Temperatur in der Maschine
- Temperatur im Rotorkopf
- Lagertemperaturen der beiden Rotorlager
- Temperatur im Turm
- Außentemperatur
- Temperatur in allen Schaltschränken
- Temperatur, Druck und Öllevel des Transformators
- Funktionsbereitschaft der Kondensatorpakete für die Notabschaltung
- Erdschlusskennung für den Generator
- Differenzstromüberwachung für alle elektrischen Antriebe, um schwergängige bzw. überlastete Antriebe zu erkennen, u.a. Antriebe der Blattverstellung und die Windnachführung
- Fehlerstromerkennung für die Versorgungsleitungen Licht und Steckdose
- Funktion der Fernüberwachung
- Temperaturüberwachung Lüfter und Heizregister

Jedes der drei Rotorblätter der WEA ist mit einem im Fehlerfall energieautarken Blattverstellsystem ausgestattet. In diesem Blattverstellsystem ist eine Sicherheitssteuerung integriert, die die Rotorblätter bei einer Notfahrt gesteuert in Fahnenstellung fahren und beim Erreichen der Fahnenstellung die Energie von den Antriebsmotoren sicher abschaltet.
Bei einer Notbremsung des Rotors wird zusätzlich eine elektromechanische Rotorbremse eingesetzt.

4.3.2 Rauchschalter

Zur Detektion von Bränden werden zudem Rauchschalter eingesetzt, die bei Rauch, Verschmutzung, Störung und zu hoher Temperatur reagieren.
Bei den Rauchschaltern handelt es sich um Brandmelder mit optischer Raucherkennung und zusätzlichem Temperaturfühler, der ab einer Umgebungstemperatur von 70°C anspricht. Es wird ein Signal an die Anlagensteuerung gesendet und die Gondellüfter werden ausgeschaltet.

Bei der Detektion von Feuer oder Rauch schaltet die Leistungselektronik ab, die Blätter drehen aus dem Wind, hierdurch wird die Rotationsbewegung auf ein Minimum reduziert bis hin zum Stillstand. Diese Statusmeldung wird mittels ENERCON SCADA an die ENERCON Service-Zentrale gesendet.
In der Gondel der E-138 EP3 E3 wird die Temperatur an mehreren Stellen gemessen.
Bei der E-Gondel sind drei Rauchschalter vorhanden, a) im Maschinenhaus, b) im Transformatorraum und c) am Maschinenträger. Der Rauchschalter am Maschinenträger ist im unteren Bereich der Gondel verbaut und dient der Erkennung von Rauch im Turm.
Im unteren Turmbereich befindet sich ein Rauchschalter in der Nähe der Mittelspannungsanlage.

4.4 Lüftungsanlagen

Aus brandschutztechnischer Sicht werden keine Anforderungen an die Lüftung gestellt.
In der maschinenhausseitigen Kapselung des aktiven Generatorteils sind 12 Gondellüfter eingebaut. Die Lüfter saugen Luft durch Abscheidersegmente in der Gondelverkleidung an. Diese Generator-Luftkühlung bewirkt als Nebeneffekt auch eine Kühlung des Maschinenhauses.

4.5 Rauch- und Wärmeabzugsanlagen

Es werden aus brandschutztechnischer Sicht keine Rauchabzüge benötigt. Eine Entrauchung ist durch permanente Öffnungen in der Gondel und der Thermik im Turm vorhanden. Durch das Kühlsystem der WEA strömt Luft aus dem Turmfuß mit hoher Geschwindigkeit nach oben in Richtung Gondel.

4.6 Blitzschutz

Bauliche Anlagen, bei denen nach Lage, Bauart oder Nutzung Blitzschlag leicht eintreten oder zu schweren Folgen führen kann, sind mit dauernd wirksamen Blitzschutzanlagen gemäß DIN EN 62305 zu versehen. Es ist ein integrierter Blitzschutz von der Rotorblattspitze bis ins Fundament vorhanden und notwendig.
Die Blitzschutzanlage wird nach der DIN EN 61400-24 Blitzschutz (Blitzschutzklasse I) für Windenergieanlagen ausgeführt.

5 Organisatorischer Brandschutz

5.1 Betriebliche Maßnahmen zur Brandverhütung und Brandbekämpfung sowie zur Rettung von Personen

Die WEA wird regelmäßig spätestens nach 12 Monaten gewartet und überwacht.

Das Verhalten im Brandfall und die Selbsthilfemaßnahmen werden entsprechend einer Gefährdungsbeurteilung regelmäßig geschult und geübt. Während der Wartung wird die Anlage außer Betrieb genommen, damit ist das Gefahrenrisiko verringert. Das Servicepersonal trägt bei den Wartungsarbeiten und einem eventuell notwendigen Probelauf der WEA seine persönliche Schutzausrüstung, somit ist ein Abseilen aus der Windenluke mit dem Abseilgerät sofort möglich.

5.2 Kennzeichnung von Rettungswegen

Zur Beleuchtung der Wege während der Wartung ist eine Sicherheitsbeleuchtung gemäß ASR A3.4/3 erforderlich und wird installiert. Diese kann über batteriegepufferte Einzelleuchten realisiert werden.

Die Sicherheitsbeleuchtung der Windenergieanlage entspricht der DIN EN 50308 –Windenergieanlage - Schutzmaßnahmen - Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung–, DIN EN 1838 –Angewandte Lichttechnik - Notbeleuchtung– und die DIN EN 50172 –Sicherheitsbeleuchtungsanlagen–.

5.3 Flucht- und Rettungspläne

Flucht- und Rettungspläne werden mit allen relevanten Daten erstellt und angebracht.

5.4 Alarmierung der Feuerwehr

Durch die zuvor beschriebene Anlagentechnik wird die WEA bei einer Detektion von Feuer oder Rauch automatisch abgeschaltet. Dabei wird eine Nachricht an eine vom Betreiber zu bestimmende Service-Zentrale gesendet. Diese benachrichtigt daraufhin die Leitstelle der Feuerwehr.

Gleichzeitig wird das Servicepersonal informiert, um umgehend die Windenergieanlage anzufahren und die Lage zu erkunden.

5.5 Einrichtungen zur Brandbekämpfung

Zur Bekämpfung von Entstehungsbränden während der Wartung sind in der Gondel zwei CO_2-Löscher (5kg) und in der Ebene 1 ein weiterer CO_2-Löscher (2kg) vorgehalten. Diese sind für die Bekämpfung von allenfalls kleinsten Entstehungsbränden ausreichend. Selbstrettung geht vor Brandbekämpfung.
Zusätzlich befindet sich ein CO_2–Löscher (2kg) im ENERCON-Service-Fahrzeug.
Die Feuerlöscher sind mindestens alle zwei Jahre durch einen Sachkundigen zu prüfen. Ein Vermerk über die letzte Prüfung ist fest oder plombiert am Feuerlöscher anzubringen.

5.6 Prüfungen technischer Anlagen und Einrichtungen

Die Prüfungen von technischen Anlagen oder Einrichtungen werden durch Fachpersonal in Abständen von max. 12 Monaten durchgeführt.

5.7 Übung mit der Zuständigen Feuerwehr

Vor Inbetriebnahme ist der örtlichen Feuerwehr und in Abstimmung mit der Brandschutzdienststelle, die Gelegenheit zu geben sich mit dem Bauwerk vertraut zu machen.

6 Abwehrender Brandschutz

6.1 Flächen für die Feuerwehr

Die Anfahrt zur WEA erfolgt über die öffentliche Straße. Die Anfahrt bis an den Turmfuß geschieht über die befestigte Zuwegung. Die ausreichend befestigte und tragfähige Kranaufstellfläche während der Bauzeit bleibt nach Fertigstellung bestehen und kann durch die Feuerwehr genutzt werden.

Die Zufahrts- und Bewegungsflächen müssen, hinsichtlich ihrer Radien und Belastbarkeit, der Muster-Richtlinie „Flächen für die Feuerwehr“ entsprechen sowie frei und instandgehalten werden.

6.2 Löschwasserversorgung

Aufgrund der besonderen Konstruktionsart der Windenergieanlagen der Firma ENERCON besteht keine erhöhte Brandlast oder Brandgefährdung. Im Falle eines Brandes werden eine größere Anzahl von Menschen, Tiere oder erhebliche Sachwerte nicht gefährdet.

Deshalb ist eine örtliche Löschwasserbereitstellung (Hydranten, Löschwasser-behälter usw.) nicht notwendig. Zur Erfüllung des abwehrenden Brandschutzes haben die Gemeinden die notwendige Löschwasserversorgung bereitzustellen und zu unterhalten. Bei einem Brand in der Gondel ist zunächst die Sicherung der Umgebung notwendig, und Löschwasser wird erst benötigt, wenn brennende Teile herabstürzen. Bei einem Brand im Turmfuß muss zunächst die Abschaltung der Anlage bestätigt werden, bis Löschwasser benötigt wird.

Ein Brand des Isolieröls sollte mit Mittelschaum gelöscht werden. Dafür wird das Auffangbecken mit einer Schicht Schaum bedeckt. Die erforderlichen Schaummittel stehen bei der Ausrüstung der Feuerwehr zur Verfügung.

6.3 Löschwasserrückhaltung

Es ist ein Transformator verbaut, der mit max. 1.970 Liter synthetischer, dielektrischer Flüssigkeit auf Esterbasis, dem Dielektrikum, gefüllt ist. Die Esterflüssigkeit ist ungiftig, leicht biologisch abbaubar und als allgemein wassergefährdend eingestuft. Esterflüssigkeiten zeichnen sich durch einen hohen Flammpunkt > 250 °C aus. Die Flüssigkeit kann vollständig in einer dafür vorgesehenen Wanne, welche sich unterhalb des Transformators befindet, aufgefangen werden.

Zur Kühlung der Leistungsschränke in der Gondel wird als Kühlmittel 360 Liter Wasser-Monoethylenglykol-Gemisch (Glykosol N45%) eingesetzt. Die Kühlflüssigkeit ist nicht toxisch und gut biologisch abbaubar und in der Wassergefährdungsklasse 1 eingestuft.
Es werden in der WEA keine weiteren Stoffe gelagert. Eine Löschwasser-Rückhaltung ist bei diesen geringen Mengen nicht notwendig.

6.4 Feuerwehrpläne

Der einzige Zugang und die Aufstellfläche der WEA sind eindeutig. Der Turm ist für die Feuerwehr nicht zugänglich und der Turmfuß ist übersichtlich, damit sind keine Feuerwehrpläne notwendig.

6.5 Hydrantenpläne

Hydrantenpläne sind nicht notwendig.

6.6 Brandbekämpfung

Die Verhütung von Brandgefahren (vorbeugender Brandschutz) und die Brandbekämpfung (abwehrender Brandschutz) ist Aufgabe der Gemeinden und Landkreise sowie des Landes.
Die Brandbekämpfung der WEA muss mit Hilfe der örtlichen Feuerwehr durchgeführt werden.

Es müssen folgende Brandszenarien unterschieden werden:

6.6.1 Brand im Turmfuß

Die Windenergieanlage gilt als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte, die von der Feuerwehr nicht allein oder nur nach Freigabe begangen werden darf. Die gesamte Anlage muss spannungsfrei gemeldet werden. Die ständig besetzte Service-Zentrale informiert die Leitstelle der Feuerwehr. Bis zur Freigabe der Spannungsfreiheit der Transformatoren muss die Feuerwehr in einem angemessenen Abstand in Bereitstellung verbleiben.
Ein Brand im Turmfuß ist örtlich begrenzt. Der Brand kann sich weder auf die Gondel ausbreiten noch auf die Umgebung der Windenergieanlage auswirken.

6.6.2 Brand in der Gondel

Ein Brand in der Gondel ist von der Feuerwehr nicht beherrschbar und stellt auch aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit somit das gesellschaftlich akzeptierte Risiko dar. Ein Feuer in der Gondel kann zu einem Ausbrennen der Gondel einschließlich der Gondelhülle und zu einem Übergreifen auf die Rotorblätter führen. Der Brand führt zum Abfallen der Teile. Bei einem Brand in der Gondel ist die Feuerwehr zunächst zum Schützen der Umgebung präsent.

6.6.3 Brand der Rotorblätter

Ein Brand der Rotorblätter ist nicht beherrschbar. Da die Windenergieanlage bei Schäden sofort abgeschaltet ist, werden keine brennenden Teile durch weiter anhaltende Rotation umhergeschleudert. Ein Rotorblatt wiegt ca. 20,5 t, es wird direkt herabfallen und dort weiterbrennen, eine Brandweiterleitung auf die Gondel ist nicht auszuschließen. Ein Brand der Rotorblätter führt in der Hauptsache zu brennend direkt herabfallenden mehr oder weniger großen Teilen. Bei einem Brand der Rotorblätter ist die Feuerwehr zunächst zum Schützen der Umgebung präsent.

6.6.4 Brandweiterleitung auf die Umgebung

Die Alarmierung der Feuerwehr ist bei einem Schadeneintritt an der WEA wahrscheinlich früher als bei einem Sekundärbrand. Bei einem der o.g. Brände ist zunächst die Sicherung der Umgebung notwendig. Bei herabfallenden brennenden Teilen wird die Einsatzleitung geeignete Maßnahmen zur Brandbekämpfung nach Erkundung einleiten.
Da die Feuerwehr bereits vor Ort ist, können Entstehungsbrände sofort gelöscht werden. Eine Brandweiterleitung auf die Umgebung wird somit verhindert.

7 Verwendete Rechenverfahren nach Methoden des Brandschutzingenieurwesens

Es wurden keine Rechenverfahren des Brandschutzingenieurwesens verwendet.

8 Abweichungen

Es sind keine brandschutztechnischen Abweichungen zu berücksichtigen.

9 Zusammenfassung

Die Unterzeichnerin wurde beauftragt, für die Errichtung einer Windenergieanlage der Firma ENERCON mit der Typbezeichnung E-138 EP3 E3 mit 160 m Nabenhöhe ein Brandschutzkonzept gemäß Musterbauordnung zu erstellen.

Bei Beachtung der dargestellten Maßnahmen, Anforderungen und Hinweise sowie der allgemein anerkannten Regeln der Technik bestehen aus brandschutztechnischer Sicht

keine Bedenken

für die Errichtung der Windenergieanlage Typ ENERCON E-138 EP3 E3.

Vorstehende Stellungnahme wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Zugrundelegung der anerkannten Regeln der Technik ohne Ansehen der Person des Auftraggebers angefertigt.

Aufgestellt

Sandkrug, den 04.08.2021



Dipl.-Ing. Monika Tegtmeier
ö.b.u.v. Sachverständige für den vorbeugenden baulichen Brandschutz
Prüferin für den Brandschutz (EBA)
Brandamtfrau a.D.

© Vervielfältigung und Weitergabe an Dritte nur mit schriftlicher Genehmigung der Verfasserin

Technische Beschreibung

Brandschutz

ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3

ENERCON
ENERGIE FÜR DIE WELT

Herausgeber

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Momme Janssen, Jost Backhaus, Stefan Lütkemeyer, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0253903/4.1-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2021-03-18	de	DB	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Dokument-ID	Dokument
DIN 4102	Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen
DIN EN 60204-1:2007*VDE 0113-1:2007	Sicherheit von Maschinen - Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen
DIN EN 60332-1-2:2005*VDE 0482-332-1-2:2005	Prüfungen an Kabeln, isolierten Leitungen und Glasfaserkabeln im Brandfall - Teil 1-2: Prüfung der vertikalen Flammenausbreitung an einer Ader, einer isolierten Leitung oder einem Kabel - Prüfverfahren mit 1-kW-Flamme mit Gas-/Luft-Gemisch
DIN EN 61100:1994	Einteilung von Isolierflüssigkeiten nach dem Brennpunkt und dem spezifischen Heizwert Hu
DIN VDE 0100-430:2010	Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 4-43: Schutzmaßnahmen - Schutz bei Überstrom
DIN VDE 0100-520:2013	Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen
DIN VDE 0298	Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen

Dieses Dokument gilt für Windenergieanlagen der Plattformen EP1 bis EP3 (E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2, E-115 EP3 E3, E-115 EP3 E4, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-138 EP3 E3).

Brandschutz

Für ENERCON Windenergieanlagen wurden zahlreiche Maßnahmen getroffen, die die Brandeintrittswahrscheinlichkeit, die Brand- und Rauchausbreitung und den Personen- und Sachschaden auf ein Minimum reduzieren.

Technische Brandschutzmaßnahmen

Vermeidung von Zündquellen

Die Windenergieanlage ist mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, das Blitzeinschläge ableitet, ohne dass Schäden an der Windenergieanlage entstehen.

Das Antriebssystem der Windenergieanlage ist getriebelos. Wesentliche Brandgefahren, erzeugt durch heißlaufende Getriebe und entflammbare Getriebeöle, werden dadurch beseitigt.

Die elektrische Ausrüstung und die Überstromschutzeinrichtungen entsprechen der DIN EN 60204-1:2007*VDE 0113-1:2007. Kabel und Leitungen werden entsprechend der DIN VDE 0100-430:2010, DIN VDE 0100-520:2013 und DIN VDE 0298 ausgewählt und dimensioniert. Am Generator, an der Turmverkabelung und an der Rotorblattheizung der Prototypen werden Thermografieuntersuchungen durch einen Sachverständigen durchgeführt. Anhand der Ergebnisse wird ggf. die Konstruktion angepasst.

Vermeidung der Brandentstehung

Brennbare Baustoffe und Materialien sind möglichst so angeordnet, dass sie durch mögliche Zündquellen (z. B. Wärmeenergie, ungewöhnliche Temperaturanstiege, elektrische Energie, zufällige Funken und Lichtbögen, hoher Spitzenstrom von Transienten und mechanische Energie) nicht entzündet werden können. Elektrische Komponenten werden in Schaltschränken aus Stahlblech gekapselt. Lüftungsschläuche beginnen in einem ausreichenden Abstand zu den Leistungsschränken, so dass Brandgase herunterkühlen und die Lüftungsschläuche voraussichtlich nicht entzünden können. Da die Lüftungsschläuche aus wenig Material bestehen und schon weit unter der Gondel enden, begünstigen sie die Übertragung eines Brandes vom Turmfuß in die Gondel nicht.

Eingesetzt werden, wo möglich, schwer entflammbare Baustoffe (Baustoffklasse B1 oder besser nach DIN 4102), sowie selbstverlöschende/flammwidrige oder nicht brennbare Materialien, z. B. flammwidrige und selbstverlöschende Leistungskabel nach DIN EN 60332-1-2:2005*VDE 0482-332-1-2:2005. Als Isolations- und Kühlungsflüssigkeit des Leistungstransformators wird synthetischer Ester eingesetzt, der schwerentflammbar ist, einen hohen Brennpunkt von > 300 °C (Kühlmittelart K3 nach DIN EN 61100:1994) hat und einen geringen spezifischen Heizwert aufweist. Der Einsatz brennbarer Materialien, z. B. geschäumte Kunststoffe wie Polyurethan oder Polystyrol als Dämmstoff oder glasfaserverstärkte Kunststoffe für Abdeckungen und sonstige Bauteile, wird, wo möglich, vermieden.

Sensorische Überwachung

Mögliche Zündquellen in der Windenergieanlage werden laufend durch Sensoren überwacht.

Zur Detektion von Bränden werden zudem Rauchschalter eingesetzt. Die Rauchschalter reagieren bei Rauch, Verschmutzung, Störung und zu hoher Temperatur. Die Rauchschalter sind so in der Windenergieanlage positioniert, dass Brände im Turm und in der Gondel erkannt werden. Die genaue Position und die Anzahl der Rauchschalter sind abhängig vom Windenergieanlagentyp.

Wenn die Windenergieanlage eine potentiell sicherheitsrelevante Störung (z. B. Rauch) erkennt, hält die Windenergieanlage an (auch bei Netzausfall) und generiert eine Statusmeldung, die das ENERCON SCADA System sofort an den ENERCON Service weiterleitet.

Fluchtwege

Der erste Fluchtweg führt von der Gondel durch den Turm nach draußen. Dieser Fluchtweg wird benutzt, falls der Abstieg im Turm möglich ist.

Ein alternativer zweiter Fluchtweg führt durch die Kranluke der Gondel nach draußen. Über diesen zweiten Fluchtweg kann die Gondel verlassen werden, ohne dass der Turm betreten werden muss.

In der Windenergieanlage ist entlang der Fluchtwege eine akkugestützte Beleuchtung mit einer Leuchtdauer von mindestens 1 Stunde installiert. Bei einem Netzausfall schaltet sich die Beleuchtung automatisch ein.

Organisatorische Brandschutzmaßnahmen

Schutzmaßnahmen während des Betriebs

Während des Betriebs befinden sich in der Regel keine Personen in der Windenergieanlage. Die Windenergieanlage ist verschlossen.

Falls eine empfangene Statusmeldung auf einen Brand hindeutet, entsendet der ENERCON Service umgehend ein Serviceteam zur Windenergieanlage und alarmiert die Feuerwehr, die vor Ort über weitere Maßnahmen entscheidet. Der ENERCON Service ist täglich 24 Stunden erreichbar.

Schutzmaßnahmen während der Wartung

Die Windenergieanlage wird im Rahmen der Wartung, die bei Bedarf, jedoch mindestens einmal jährlichen stattfindet, von 2 bis 4 Personen betreten. Diese Personen sind mit der Windenergieanlagentechnik und der Rettung aus der Windenergieanlage vertraut. Während der Wartung ist die Windenergieanlage die meiste Zeit außer Betrieb. Die Leistungselektronik ist abgeschaltet. Nur wenige Komponenten, z. B. Beleuchtung, Steckdosen und Steuerung, bleiben aktiv. Dadurch wird das Brandrisiko bei Anwesenheit von Personen reduziert.

Bei detektiertem Rauch schaltet die Windenergieanlage die optisch-akustischen Signalmelder im Turmfuß, im Maschinenhaus und im Rotorkopf ein. Die Signalmelder erzeugen ein rotes Dauersignal mit Lichtblitzen und einen Dauerton mit schnell schwankender Tonhöhe. Gegebenenfalls anwesende Personen werden dadurch gewarnt. Der Signalmelder im Turmfuß ist nur bei eingeschaltetem Wartungsschalter aktiv. Die Signalmelder im Maschinenhaus und im Rotorkopf sind nur bei eingeschalteter Gondelbeleuchtung aktiv. Dadurch wird gewährleistet, dass die Signalmelder nur bei Anwesenheit von Personen in der Windenergieanlage aktiv sind.

Zur Bekämpfung von Entstehungsbränden stehen CO_2-Feuerlöscher im Turmfuß, im Maschinenhaus und im ENERCON Servicefahrzeug bereit. Der Wartungsschalter ist eingeschaltet, wodurch Statusmeldungen nicht an den ENERCON Service weitergeleitet werden. Wartungen an Branderkennungselementen führen somit nicht zu Fehlalarmen beim ENERCON Service.

Für den Brandfall sind alle ggf. benötigten Informationen zur Windenergieanlage (Koordinaten, Anfahrtsbeschreibung, wichtige Rufnummern naher Stellen) und zum Verhalten im Brandfall und bei Unfällen im Notruf-Ablaufplan bzw. im Flucht- und Rettungsplan eingetragen. Die Pläne sind im Turmeingangsbereich und im Gondelausstiegsbereich angebracht. Das Verhalten im Brandfall und bei Unfällen wird zusätzlich in der Betriebsanleitung der Windenergieanlage beschrieben.

Brandschutz und Brandbekämpfung durch die Feuerwehr

Die Feuerwehr kann aufgrund der Alarmierung durch den ENERCON Service schnell am Einsatzort sein und Brände ggf. vor der weiteren Ausbreitung löschen. Die Kranstellfläche steht als Stellfläche zur Verfügung. Der Ablauf der Brandbekämpfung durch die Feuerwehr wird im Brandschutzkonzept der Windenergieanlage genauer beschrieben.

Brand im Turmfuß

Ein Brand im Turmfuß ist örtlich begrenzt. Der Brand kann sich weder auf die Gondel ausbreiten noch auf die Umgebung der Windenergieanlage auswirken. Sobald die Windenergieanlage spannungsfrei geschaltet wurde, kann der Brand im Turmfuß gelöscht werden.

Brand in der Gondel

Ein Brand in der Gondel kann zu einem Ausbrennen der Gondel und zu einem Übergreifen auf die Rotorblätter führen. Die Rotorblätter stehen zu diesem Zeitpunkt bereits still. Ein brennendes Rotorblatt wird nach längerer Brandeinwirkung aufgrund seines Gewichts an der Blattwurzel abknicken und auf die Aufstellfläche herabfallen.

Die Feuerwehr kann einen Brand in der Gondel nicht bekämpfen, jedoch den Zugang zum Gefahrenbereich der Windenergieanlage weiträumig absperren und die Gondel und herabfallende Teile kontrolliert abbrennen lassen.

BRANDSCHUTZBÜRO
MONIKA TEGTMEIER
DIPLOM-INGENIEURIN

BV-Nr. 1143-464/24
Index A

22.08.2024

Ergänzung

zu den allgemeinen Brandschutzkonzepten der Windenergieanlagen des Herstellers ENERCON

Diese Ergänzung gilt für alle allgemeinen Brandschutzkonzepte mit Datum vor dem 22.08.2024.

Auftraggeber: WRD GmbH
Borsigstr. 26
26607 Aurich

Tel: 04481 920800
Eichhörnchenweg 15
26209 Sandkrug

Oldenburgische Landesbank
IBAN: DE14280200501347332700
SWIFT: OLBODEH2XXX
Umsatzsteuer-ID: 64/144/10601

Von der Oldenburgischen IHK öffentlich bestellte und vereidigte Sachverständige für den vorbeugenden baulichen Brandschutz

Prüferin für den Brandschutz - 402

INHALTSÜBERSICHT

Seite

1 Einleitung 3
1.1 Auftrag 3
1.2 Verwendete Unterlagen 3
2 Stellungnahme 4
2.1 Allgemein 4
2.2 Löschwasserversorgung 4
2.3 Feuerwehrpläne 4
3 Zusammenfassung 5

1 Einleitung

1.1 Auftrag

Die Unterzeichnerin wurde beauftragt eine Ergänzung zu den allgemeinen Brandschutzkonzepten aller ENERCON Windenergieanlagen (WEA) zu erstellen, die vom Bearbeitungsstand ein Datum vor dem 23.08.2024 aufweisen.

Für die Windenergieanlagen (WEA) der Typen ENERCON liegt jeweils ein allgemeines auf den WEA-Typ ausgelegtes Brandschutzkonzept (BSK) vor. In diesen wird auf den baulichen, technischen und organisatorischen Brandschutz eingegangen. Dabei wird beschrieben welche Maßnahmen in den jeweiligen Bereich standardmäßig erfüllt werden.

Ein weiterer Teil ist die allgemeine Beschreibung des abwehrenden Brandschutzes, der für die Windenergieanlagen erforderlich ist. In dieser Ergänzung wird dabei eine Überarbeitung der Punkte 6.2 – Löschwasserversorgung und 6.4 – Feuerwehrpläne vorgenommen, da durch zum Teil in einigen Bundesländern zusätzlich geltende landesspezifische Erlasse oder Merkblätter für Windenergieanlagen eine Überarbeitung dieser Punkte erforderlich macht, damit die Brandschutzkonzepte nicht im Widerspruch zu diesen stehen. Eine zusätzliche Ergänzung wird somit erforderlich, da die Brandschutzkonzepte eines jeweiligen Windenergieanlagentyps nur bei technischen oder baulichen Änderungen aufgrund von Neuentwicklungen vollständig überarbeitet werden. Somit ergibt sich ein Zeitraum, in dem die benannten Punkte 6.2 und 6.4 der anlagenspezifischen Brandschutzkonzepte im Widerspruch mit etwaigen landesspezifischen Zusatzanforderungen stehen können.

1.2 Verwendete Unterlagen

Zur Erstellung dieser Stellungnahme standen folgende Planungs-/ Unterlagen zur Verfügung:

Unterlagen	Nummer	Ersteller	Datum
Brandschutzkonzepte	alle aktuellen Brandschutzkonzepte für Windenergieanlagen des Herstellers ENERCON	Brandschutzbüro Monika Tegtmeier	diverse
Windenergieerlasse und Merkblätter der Länder	-	zuständige Ministerien der Bundesländer	-
Brandschutzgesetze der Länder	-	zuständige Ministerien der Bundesländer	-

Tabelle 1: Unterlagen

2 Stellungnahme

2.1 Allgemein

Aufgrund etwaiger landespezifischer Merkblätter und Erlasse, die zur Planung, Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen im jeweiligen Bundesland Beachtung finden müssen, werden die beiden nachfolgenden Punkte 2.2 und 2.3 als Ergänzung zu den Punkten 6.2 – Löschwasserversorgung (aus 2.2) und 6.4 – Feuerwehrpläne (aus 2.3) formuliert.

2.2 Löschwasserversorgung

Aufgrund der besonderen Konstruktionsart der Windenergieanlagen der Firma ENERCON und der Minimierung brennbarer Betriebsstoffe besteht keine erhöhte Brandlast oder Brandgefährdung.

Im Falle eines Brandes werden eine größere Anzahl von Menschen, Tiere oder erhebliche Sachwerte nicht gefährdet. Deshalb ist eine örtliche Löschwasserbereitstellung (Hydranten, Löschwasserbehälter usw.) nicht notwendig.

Gemeinden unterhalten gemäß dem landesspezifischen Brandschutzgesetz die notwendige und auf die örtlichen Gegebenheiten abgestimmte Löschwasserversorgung und stellt so den Grundschutz sicher.

Bei einem Brand in der Gondel ist zunächst die Sicherung der Umgebung notwendig, und Löschwasser wird erst benötigt, wenn brennende Teile herabstürzen. Bei einem Brand im Turmfuß muss zunächst die Abschaltung der Anlage bestätigt werden, bis Löschwasser benötigt wird.

Das hierfür erforderliche Löschwasser kann im Regelfall mit Hilfe des Grundschutzes über den abwehrenden Brandschutz bereitgestellt werden. Dies geschieht über die örtlichen Feuerwehren mittels mitgeführten Löschwassers. Die Bereitstellung findet dabei in der Regel über die Einsatzfahrzeuge (Löschfahrzeuge) der Feuerwehr statt.

2.3 Feuerwehrpläne

Der einzige Zugang und die Aufstellfläche der WEA sind eindeutig. Der Turm ist für die Feuerwehr nicht zugänglich und der Turmfuß ist übersichtlich, damit sind grundsätzlich keine Feuerwehrpläne erforderlich. Gegebenenfalls gelten hier landesspezifische Vorgaben, die die Erstellung von Feuerwehrplänen erforderlich machen.

3 Zusammenfassung

Somit wird etwaiger landesspezifischer Erlasse und Merkblätter Rechnung getragen bis bestehende Brandschutzkonzepte um die beschriebenen Vorgaben ergänzt werden.

Die anlagenspezifischen Brandschutzkonzepte, denen diese Ergänzung beigelegt wird, behalten im allgemeinen Umfang in allen weiteren Punkten weiterhin ihre Gültigkeit.

Vorstehende Stellungnahme wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Zugrundelegung der anerkannten Regeln der Technik ohne Ansehen der Person des Auftraggebers angefertigt.

Aufgestellt

Sandkrug, den 22.08.2024

Von der Industrie- und Handelskammer öffentlich bestellte und vereidigte Sachverständige
Monika Tegtmeier
Sachverständige für vorbeugender baulicher Brandschutz

Dipl.-Ing. Monika Tegtmeier
ö.b.u.v. Sachverständige für den vorbeugenden baulichen Brandschutz
Prüferin für den Brandschutz (EBA)
Brandamtfrau a.D.

© Vervielfältigung und Weitergabe an Dritte nur mit schriftlicher Genehmigung des Verfassers

12.8.1 Bauvorlageberechtigung

Anlagen:

- 12.8.1_Eintragungsurkunde JM.pdf

Architektenkammer
Niedersachsen

BESCHEINIGUNG

über die Eintragung in die Architektenliste
des Landes Niedersachsen

Frau M.A. Justina Mangels
geboren am 20.12.1989
mit Geschäftssitz in 27432 Alfstedt

ist unter der Eintragungsnummer EL-Nr. 21076
als freischaffende Architektin
in die Architektenliste des
Landes Niedersachsen eingetragen.

Hannover, 10. August 2021

Robert Marlow
Präsident der Architektenkammer Niedersachsen

ARCHITEKTENKAMMER NIEDERSACHSEN

Körperschaft des öffentlichen Rechts
Laveshaus, Friedrichswall 5, 30159 Hannover, Postfach 407, 30004 Hannover
Telefon 0511 28096-0, Telefax 0511 28096-19

12.9 Sonstiges

Anlagen:

- 12.9.1_SL_AU_Herstellkosten_E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01_FG_rev02.pdf
- 12.9.1_Repowering WP Alfstedt_Übersicht Investitionssumme_rev00.pdf
- 12.9.2. Baulasten WEA 01.pdf
- 12.9.2. Baulasten WEA 02.pdf

Rohbaukosten (brutto):

Die Rohbaukosten beinhalten die Kosten für das Flachgründungsfundament, den Hybridturm, das Maschinenhaus und die Rotorblattanlage:

Flachgründungsfundament:	336.000€
Hybridturm:	1.122.000€
Gondel, Maschinenverkleidung, Nabe, Rotor:	1.674.000€
Gesamt:	**3.132.000€**

Herstellkosten (brutto):

Die Herstellkosten umfassen die Rohbaukosten zuzüglich der Kosten für die maschinenbaulichen und elektrotechnischen Komponenten:

a) Rohbaukosten:	3.132.000€
b) Maschinenbauliche und elektrotechnische Komponenten:	934.000€
Gesamt:	**4.066.000€**

In den Herstell- und Rohbaukosten ist die gesetzliche Mehrwertsteuer von 19% enthalten.

Die Herstellkosten entsprechen nicht dem Kaufpreis der Anlage, der weitere Kosten, z.B. schwankende Materialpreise, Forschungs- und Entwicklungskosten u.v.m. abdecken muss, die jedoch für die Ermittlung der Genehmigungsgebühren nicht relevant sind.

Der Transformator ist in der Anlage integriert. Es tritt keine separate Trafostation optisch in Erscheinung.

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

Repowering WP Alfstedt

Tabelle 12.9.1

Kostenschätzung Errichtungskosten:

	je WEA
Herstellkosten *1:	4.066.000 €
Zuwegung/Kranstellfläche/Netzverknüpfung etc.	3.331.000 €
Planungskosten:	100.000 €
Gesamtsumme:	**7.497.000 €**

*1 = SL_AU_Herstellkosten_E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01_FG_rev02

alle Angaben einschl. der gesetzlichen Mehrwertsteuer von 19%

Windpark: **Alfstedt Repowering** Anlage: **1**

Angabe Baugrundstück/begünstigtes Grundstück

Das Baugrundstück besteht aus allen Flurstücken, über die der Rotor streicht. In Zeile 1 steht das Flurstück des Mastes! Alle zum Baugrundstücke gehörenden Flurstücke müssen entweder unter einer lfd. Nr. im Grundbuch stehen oder durch eine Zusammenschreibungsbaulast zusammengeschrieben werden. Sofern zu einem grundbuchlichen Grundstück weitere Flurstücke gehören, die abseits vom Baugrundstück liegen (insbesondere bei Hofstellen der Fall!), ist für das zum Baugrundstück gehörende Flurstück VORAB zu verselbständigen (eigene lfd. Nr. im Grundbuchblatt oder eigenes Grundbuchblatt).

Gemarkung	Flur	Flurstück
Alfstedt	14	31/2

Nachweis der Zusammenschreibung

keine Eintragung erforderlich, wenn das Baugrundstück nur aus einem Flurstück besteht

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück	Nachweis erfolgt über (Zutreffendes angekreuzt x): Art der Zusammenschreibungsbaulast: einfach	Art der Zusammenschreibungsbaulast: qualifiziert	grundbuchlich zusammengeschrieben
Z1	Alfstedt	14	31/2	x		

belastete Flurstücke Abstandsbaulasten

Angabe aller Flurstücke, die im Grenzabstandradius liegen und übers Baugrundstück (s.o.) hinaus gehen

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück	Nachweis erfolgt über (Zutreffendes angekreuzt x): Zusammenschreibungsbaulast (einfach oder qualifiziert)	Abstands-baulast
A1	Alfstedt	14	31/2		x
A2	Alfstedt	14	31/3		x
A3	Alfstedt	14	32		x

Nachweis der Zuwegung

Angabe aller Flurstücke vom Turm bis zur öffentlichen Straße

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück	Nachweis erfolgt über (Zutreffendes angekreuzt x): qualifizierte Zusammenschreibungsbaulast	Zuwegungsbaulast: eigene Baulast	Zuwegungsbaulast: Baulast bereits bei WEA aufgeführt
E1	Alfstedt	14	32			x
E2	Alfstedt	14	30		x	
E3	Alfstedt	14	40		x	
E4	Alfstedt	13	17		x	
E5	Alfstedt	13	16		x	
E6	Alfstedt	10	5		x	
E7	Alfstedt	10	4		x	
E8	Alfstedt	10	42		x	
E9	Alfstedt	10	41		x	
E10	Alfstedt	11	13		x	
E11	Alfstedt	21	71/1		x	
E12	Alfstedt	21	71/2		x	

belastete Flurstücke Rückbaulasten

Erforderlich für Fundament und nach dem Rückbau zurückzubauende Zuwegungen. Nicht erforderlich z.B. für temporäre Zuwegungen und Betonflächen

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück
R1	Alfstedt	14	31/2

Naturschutzbaulasten sind nicht Gegenstand dieser Aufstellung

Diese sehr speziellen Baulasten werden erst nach Prüfung durchs Amt für Naturschutz und Landschaftspflege festgelegt und beziehen sich zudem in aller Regel aufs gesamte Gebiet und nicht auf die einzelne WEA.

Ort, Datum	Unterschrift(en) Entwurfsverfasser, Antragsteller
Alfstedt, 17.01.25	

Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH Hohenfelde 33 27432 Alfstedt

Windpark: **Alfstedt Repowering** Anlage: **2**

Angabe Baugrundstück/begünstigtes Grundstück

Das Baugrundstück besteht aus allen Flurstücken, über die der Rotor streicht. In Zeile 1 steht das Flurstück des Mastes! Alle zum Baugrundstücke gehörenden Flurstücke müssen entweder unter einer lfd. Nr. im Grundbuch stehen oder durch eine Zusammenschreibungsbaulast zusammengeschrieben werden. Sofern zu einem grundbuchlichen Grundstück weitere Flurstücke gehören, die abseits vom Baugrundstück liegen (insbesondere bei Hofstellen der Fall!), ist für das zum Baugrundstück gehörende Flurstück VORAB zu verselbständigen (eigene lfd. Nr. im Grundbuchblatt oder eigenes Grundbuchblatt).

Gemarkung	Flur	Flurstück
Alfstedt	14	28
Alfstedt	14	30
Alfstedt	14	32

Nachweis der Zusammenschreibung

keine Eintragung erforderlich, wenn das Baugrundstück nur aus einem Flurstück besteht

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück	Nachweis erfolgt über (Zutreffendes angekreuzt x): Art der Zusammenschreibungsbaulast: einfach	qualifiziert	grundbuchlich zusammengeschrieben
Z1	Alfstedt	14	28	x		
Z2	Alfstedt	14	30	x		
Z3	Alfstedt	14	32	x		

belastete Flurstücke Abstandsbaulasten

Angabe aller Flurstücke, die im Grenzabstandradius liegen und übers Baugrundstück (s.o.) hinaus gehen

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück	Nachweis erfolgt über (Zutreffendes angekreuzt x): Zusammenschreibungsbaulast (einfach oder qualifiziert)	Abstands-baulast
A1					

Nachweis der Zuwegung

Angabe aller Flurstücke vom Turm bis zur öffentlichen Straße

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück	Nachweis erfolgt über (Zutreffendes angekreuzt x): qualifizierte Zusammenschreibungsbaulast	Zuwegungsbaulast: eigene Baulast	Baulast bereits bei WEA aufgeführt
E1	Alfstedt	14	30			x
E2	Alfstedt	14	40		x	
E3	Alfstedt	13	17		x	
E4	Alfstedt	13	16		x	
E5	Alfstedt	10	5		x	
E6	Alfstedt	10	4		x	
E7	Alfstedt	10	42		x	
E8	Alfstedt	10	41		x	
E9	Alfstedt	11	13		x	
E10	Alfstedt	21	71/1		x	
E11	Alfstedt	21	71/2		x	

belastete Flurstücke Rückbaulasten

Erforderlich für Fundament und nach dem Rückbau zurückzubauende Zuwegungen. Nicht erforderlich z.B. für temporäre Zuwegungen und Rotorflächen

Nr.	Gemarkung	Flur	Flurstück
R1	Alfstedt	14	28

Naturschutzbaulasten sind nicht Gegenstand dieser Aufstellung

Diese sehr speziellen Baulasten werden erst nach Prüfung durchs Amt für Naturschutz und Landschaftspflege festgelegt und beziehen sich zudem in aller Regel aufs gesamte Gebiet und nicht auf die einzelne WEA.

Ort, Datum	Unterschrift(en) Entwurfsverfasser, Antragsteller
Alfstedt 17.01.25	

Energie 3000
Energie- und Umweltgesellschaft mbH
Hohenfelde 33
27432 Alfstedt