



Auftraggeber

Eurowind Energy GmbH  
Stahltwiete 21a  
22761 Hamburg

Projekt

Lastrechnung für Windpark Emsdetten

Auftrag

Standorteignung für Windpark Emsdetten

Aufgabe

Nachweis der Standsicherheit durch Lastvergleich

Anlage

Vestas V80-2.0 MW (NH=100 m)

Standort

Emsdetten

Dokument-Klassifikation

Kundenvertraulich

Dokument Nr. (Rev.)

ED-2401-AB\_01 (D)

Datum (Rev.)

15. 05. 2024

Dieses Dokument umfasst insgesamt  
34 Seiten

Inhalt Rev. D	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg
Inhalt Rev. C	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg
Inhalt Rev. B	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg
Inhalt Rev. A	Jannis Burke	P. E. Concepts GmbH, Hamburg

Freigabe Rev. D	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen
Freigabe Rev. C	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen
Freigabe Rev. B	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen
Freigabe Rev. A	Matthias Saathoff	P. E. Concepts GmbH, Bremen

Die Unterschrift gilt für die jeweils aktuelle Version.

## Änderungsverzeichnis

Rev.	Datum	Seiten	Änderung
A	05. 02. 2024	Alle	Erste Ausgabe
B	07. 02. 2024	13,14,15	Koordinaten und Karten von geplanten WEA
C	14. 03. 2024	14, 18-22	Änderung Layout L2
D	15. 05. 2024	18	Korrektur (formell) der effektiven Turbulenzintensität in Tab. 3.4

## Referenzen

Zugehörige Daten und Dokumente

Nr.	Firma	Inhalt	Dateiname	Datum
(Ref1)	Eurowind Energy GmbH	Bestimmung der Windbedingungen	2024-01-19_ASC_Emsdetten_Repowering_Vor+Nach_Zubau_M4_8_10_JOE.pdf	19.01.2024
(Ref2)	Eurowind Energy GmbH	Bestimmung der Windbedingungen (geändertes Layout)	2024-03-05_Emsdetten_RPP_VB neu + geplant unvollst._BDU.pdf	05.03.2024
(Ref3)	Eurowind Energy GmbH	Typenprüfung Deckblatt	Pages from 6264-Type certificate.pdf	02.07.2003
(Ref4)	intern	Typenprüfung	TP-V80-NH100_4teilig,Vers.1.0	02.07.2003
(Ref5)	intern	Lastannahmen Maschine	Prüfbericht Nr. 71168-1, Revision 1	14.02.2001

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Symbole</b>	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>2 Vorgehensweise</b>	<b>8</b>
2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen . . . . .	8
2.2 Verwendete Software . . . . .	8
2.3 Betrachtete Komponenten . . . . .	9
2.4 Lastfalldefinition . . . . .	11
2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten . . . . .	11
2.6 Berechnung der Restnutzungsdauer . . . . .	12
2.7 Unsicherheitsbetrachtung . . . . .	12
2.7.1 Windbedingungen . . . . .	12
2.7.2 Modellierung der WEA . . . . .	12
<b>3 Windbedingungen</b>	<b>14</b>
3.1 Standortbeschreibung . . . . .	14
3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen . . . . .	17
<b>4 Ergebnisse</b>	<b>20</b>
<b>5 Zusammenfassung</b>	<b>21</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>22</b>
<b>A Modell V80</b>	<b>25</b>
A.1 Allgemein . . . . .	25
A.2 Leistungskurve . . . . .	26
A.3 Strukturdynamik . . . . .	27
<b>B Lastkollektive</b>	<b>29</b>
B.1 Erklärung . . . . .	29
B.2 Turm . . . . .	30
B.3 Maschinenträger . . . . .	32
B.4 Rotorwelle . . . . .	33
B.5 Rotorblatt . . . . .	34

## Abkürzungsverzeichnis

**DEL**        *damage-equivalent load*

**DIBt 1993** DIBt-Richtlinie für Windkraftanlagen, Fassung Juni 1993

**GL 1999**   GL-Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen, Ausgabe 1999

**NH**        Nabenhöhe

**NREL**      *National Renewable Energy Laboratory*

**WEA**      Windenergieanlage

## Symbole

Symbol	Einheit	Bezeichnung	Seite(n)
$A$	$\text{m s}^{-1}$	Skalenparameter der Weibull-Verteilung	17
$a$	—	Nummer der Parksituation für letzten Ausbauzustand	11, 12
$\alpha$	—	Höhenexponent	17
$D$	—	Schädigung	12
$D_{\text{rel}}$	—	relative Schädigung	12
$D_{\text{rel},Sa}$	—	relative Schädigung bezogen auf letzten Ausbauzustand $Sa$	12
$D_{\text{rel},Sj}$	—	relative Schädigung bezogen auf $T_{Sj}$ Jahre Parksituation $Sj$	12
$\gamma_u$	—	Sicherheitsfaktor für Modellunsicherheiten	12
$i$	—	laufende Nummer für die Rainflow-Klassen	11
$j$	—	laufende Nummer für die Parksituationen	11, 12
$k$	—	Formparameter der Weibull-Verteilung	17
$m$	—	Steigung der Wöhler-Kurve	9, 11, 12, 20
$\Delta M_{\text{DEL}}$	kNm	schädigungsäquivalente Last	11
$\Delta M_{\text{DEL},A}$	kNm	schädigungsäquivalente Auslegungslast	12
$\Delta M_{\text{DEL},Sj}$	kNm	schädigungsäquivalente Standortlast in Parksituation $Sj$	12
$\Delta M_i$	kNm	Schwingweite der Last einer Rainflow-Klasse	11
$n_i$	—	Schwingspielzahl einer Rainflow-Klasse	11
$N_{\text{ref}}$	—	Referenzschwingspielzahl	11
$\rho$	$\text{kg/m}^3$	Luftdichte	17
$T_A$	a	Auslegungslebensdauer	12
$T_{Sj}$	a	Dauer der Parksituation $Sj$	12
$T_{\text{WB}}$	a	Restnutzungsdauer	12, 21
$v_{\text{ave}}$	m/s	langfristige mittlere Windgeschwindigkeit	17
$v_{\text{in}}$	m/s	Einschaltwindgeschwindigkeit	11
$v_{\text{out}}$	m/s	Abschaltwindgeschwindigkeit	11
$v_{\text{ref}}$	m/s	Referenzwindgeschwindigkeit (IEC 61400-1)	11
$z_{\text{hub}}$	m	Nabenhöhe	17

# 1 Einleitung

Der Auftraggeber plant die Errichtung neuer Windenergieanlagen (WEA) vom Typ Vestas V162-7.2 am Standort Emsdetten. Durch den Zubau der WEA kommt es laut der Berechnung (Ref1) zu einer Erhöhung der effektiven Turbulenz an einer benachbarten Anlagen vom Typ Vestas V80-2.0 MW (NH=100 m).

Tabelle 1.1: Nachzuweisende Windenergieanlage (WEA) (Ref1)

Nr.	Typ	Nabenhöhe
WEA3	V80	100,0 m

Die Standsicherheit kann in Übereinstimmung mit den Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen (Fassung Oktober 2012) nur durch die Umsetzung sektoraler Betriebsbeschränkungen an einer oder mehrerer der betroffenen WEA oder durch eine Lastrechnung nachgewiesen werden. Die Standsicherheit der betroffenen Anlagen soll mittels eines Lastvergleiches geprüft werden. Im Folgenden wird die Bezeichnung der betrachteten WEA aus (Ref1) übernommen.

Es soll durch einen Lastvergleich nachgewiesen werden, dass die Standsicherheit der betroffenen WEA während der Auslegungslbensdauer nicht beeinträchtigt wird. Da sich die betroffene WEA bereits im Weiterbetrieb befindet, wird darüber hinaus die rechnerische Restnutzungsdauer bestimmt. Dies erfolgt durch einen Vergleich der Ermüdungslasten der jeweiligen WEA, die sich unter den in der Auslegung angesetzten Windbedingungen ergeben, mit den Ermüdungslasten, die sich unter Windbedingungen am Standort ergeben. Sofern nicht anders gekennzeichnet, wird die Lastrechnung mit teilgenerischen aeroelastischen Simulationsmodellen durchgeführt. Extremlasten werden hierbei nicht berücksichtigt.

Die wesentlichen Merkmale der Vestas V80-2.0 MW (NH=100 m) (kurz: V80) sind in den vorliegenden Unterlagen (Ref4) definiert. Eine vollständige Liste der in der Lastsimulation verwendeten Parameter und Modelleigenschaften ist im Anhang A zusammengefasst.

## 2 Vorgehensweise

Um die Standsicherheit der WEA für die Dauer der Entwurfslebenszeit zu prüfen, wird durch einen Lastvergleich untersucht, welche Reserven hinsichtlich der Materialermüdung in den lastabtragenden Strukturkomponenten der WEA vorhanden sind. Zur Ermittlung solcher Reserven werden die in der Auslegung angesetzten Ermüdungslasten mit den Ermüdungslasten am Standort der WEA verglichen. Aus den so berechneten Reserven ergibt sich auch eine rechnerische Restnutzungsdauer, für die die betrachteten WEA als standsicher betrachtet werden können.

Die Auslegungslasten sowie die Standortlasten werden mit aeroelastischen Simulationen berechnet. Da in der Regel nicht alle Informationen zur vollständigen Beschreibung der WEA im Simulationsmodell vorliegen, werden für unbekannte Parameter sinnvolle Annahmen getroffen. Bekannte Modellparameter werden direkt in der Modellierung berücksichtigt. Wenn Parameter, die einen signifikanten Einfluss auf die Ermüdungslasten haben können, nicht ausreichend genau bekannt sind, werden Sicherheitsfaktoren berücksichtigt, um der Unsicherheit in den Ergebnissen Rechnung zu tragen.

Für die Ermittlung der Lasten spielen die Windbedingungen, denen die WEA bislang ausgesetzt war, und der sie in Zukunft ausgesetzt sein wird, eine wesentliche Rolle. Es werden die effektiven Turbulenzintensitäten für alle relevanten Parksituationen, z.B. vor und nach Zubau von Nachbaranlagen, berücksichtigt. Für jede dieser Parksituationen werden Lastkollektive erstellt. Unter Berücksichtigung der mittleren Windgeschwindigkeit und der daraus resultierenden Weibull-Verteilung kann die Ermüdungslast am Standort bestimmt werden. Durch den Bezug dieser Lasten auf die Auslegungslasten wird die rechnerische Lebensdauer der Strukturen berechnet.

### 2.1 Eingrenzungen und Randbedingungen

In der Regel liegen nicht alle für die Berechnung der Ermüdungslast maßgebenden Informationen für die Modellierung der WEA im Simulationsprogramm vor. Eine genaue Berechnung der standortspezifischen Lasten wird dementsprechend nicht angestrebt. Da die Unsicherheiten im Modell sich in den Ergebnissen sowohl der Auslegungslasten als auch der Standortlasten widerspiegeln, ist die Berechnung der Materialermüdung durch den relativen Vergleich der Lasten zulässig. Für Betrachtungen, welche die absoluten Werte der Lasten voraussetzen, können die in diesem Dokument dargelegten Ergebnisse nicht verwendet werden.

### 2.2 Verwendete Software

Für die Lastsimulation der Windenergieanlage wird *OpenFAST* verwendet, das auf dem Programm *FAST8* vom *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) basiert. Die verwendeten Programmversionen sind in 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Verwendete Software

Name	Version	Zweck
<i>OpenFAST</i>	2.3	Aero-servo-elastische Simulation von WEA
<i>Aerodyn</i>	15.0	Berechnung der aeroelastischen Interaktion von Wind und Rotorblättern
<i>TurbSim</i>	1.5	Erzeugung turbulenter Windfelder nach IEC 61400-1 Ed. 3 [3]



## 2.3 Betrachtete Komponenten

Es werden alle Strukturkomponenten im Hauptlastpfad der WEA betrachtet. Die für die Vestas V80-2.0 MW (NH=100 m) relevanten Stellen sind in Abb. 2.1 abgebildet. Es werden für jede betrachtete Stelle die Lastkomponenten ausgewertet, die für die Schädigung des Bauteils oder der Verbindung maßgebend sind. Dies sind in der Regel die Biegemomente in den Richtungen der größten Belastung.

Für die Berechnung der schädigungsäquivalenten Last wird die Steigung der Wöhler-Kurve  $m$  für das jeweilige Material des Bauteils verwendet. Für alle Bauteile aus Stahl sowie für Schraubverbindungen liegt  $m$  zwischen 3 und 5. Für Gussbauteile liegt  $m$  zwischen 7 und 9. Für Bauteile aus faserverstärkten Kunststoffen (GfK, CfK) liegt  $m$  zwischen 9 und 14.

Die untersuchten Lastkomponenten sind in Tabelle 2.2 unter Angabe des Ortes der Auswertung aufgeführt. Die Orientierung der Koordinatensysteme für die Lasten ist in Abb. 2.2 dargestellt.

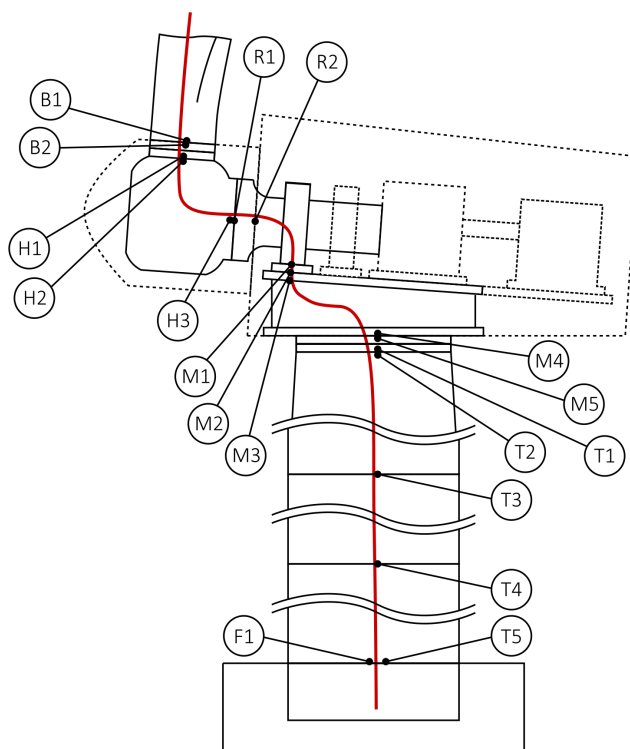


Abbildung 2.1: Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot)

Tabelle 2.2: Betrachtete Baugruppen

Symbol	Bauteil	Ort	Lastkomponente	Material
B1	Rotorblatt	Blattwurzel	$M_{XS}, M_{YS}$	GfK
B2	Verschraubung Blattlager	Rotorblatt	$M_{XS}, M_{YS}$	Stahl
H1	Verschraubung Blattlager	Nabe	$M_{XB}, M_{YB}$	Stahl
H2	Nabe	Rotorblatt	$M_{XB}, M_{YB}$	Guss
H3	Nabe	Rotorwelle	$M_{YR}, M_{ZR}$	Guss
R1	Verschraubung Welle-Nabe	-	$M_{YR}, M_{ZR}$	Stahl
R2	Rotorwelle	-	$M_{YR}, M_{ZR}$	Guss
M1	Hauptlagerbock	-	$M_{YN}, M_{ZN}$	Guss
M2	Verschraubung Hauptlagerbock	-	$M_{YN}, M_{ZN}$	Stahl
M3	Maschinenträger	Hauptlager	$M_{YN}, M_{ZN}$	Guss
M4	Maschinenträger	Azimutlager	$M_{YK}$	Guss
M5	Verschraubung Azimutlager	Maschine	$M_{YF}$	Stahl
T1	Verschraubung Azimutlager	Turm	$M_{YF}$	Stahl
T2	Turm, Flanschverbindung	Turmkopf	$M_{YF}$	Stahl
T3	Turm, Flanschverbindung	2/3 Höhe	$M_{YF}$	Stahl
T4	Turm, Flanschverbindung	1/3 Höhe	$M_{YF}$	Stahl
T5	Turm, Fundamentanker, -einbauteil	Turmfuß	$M_{YF}$	Stahl
F1	Fundament	-	$M_{YF}$	Stahlbeton

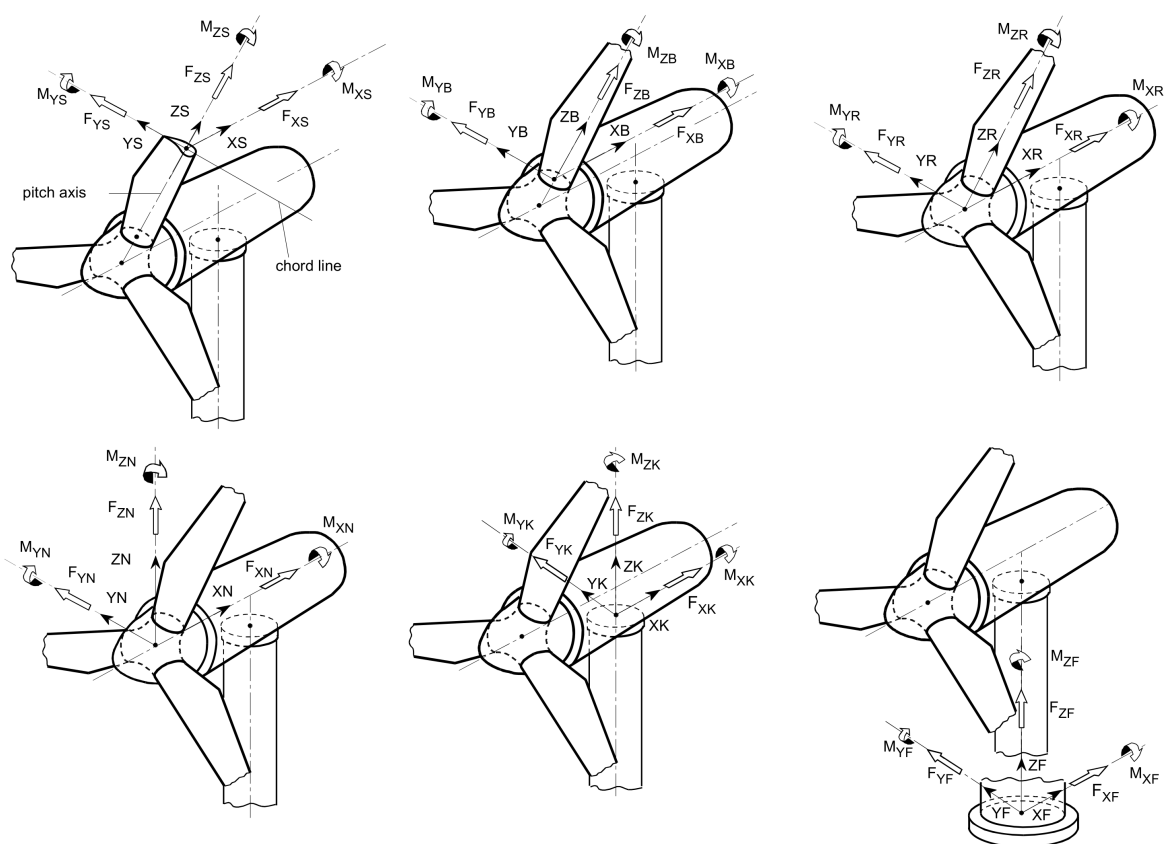


Abbildung 2.2: Verwendete Koordinatensysteme, nach [2]

## 2.4 Lastfaldefinition

Die Ermüdungslasten über die Lebensdauer der WEA werden unter Berücksichtigung der Lasten im normalen Produktionsbetrieb sowie der Lasten bei Stillstand der Anlage ermittelt. Diese Betriebszustände werden durch die Lastfallgruppen DLC 1.2 und DLC 6.4 nach IEC 61400-1 Ed. 3 [3] berücksichtigt.

Weitere Lastfälle wie Start- und Stoppvorgänge sowie geparkte Situationen oder Fehlerzustände werden nicht berücksichtigt. Zur Beschreibung dieser Betriebszustände liegen keine ausreichenden Informationen vor und der Einfluss auf die Ermüdungslasten ist in der Regel gering.

Für DLC 1.2 werden die Betriebswindgeschwindigkeiten von Einschaltwindgeschwindigkeit  $v_{in}$  bis Abschaltwindgeschwindigkeit  $v_{out}$  mit einer Schrittweite von 1 m/s berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden Schräganströmungen von  $-8^\circ$ ,  $0^\circ$  und  $8^\circ$  verwendet, um die Azimut-Hysteresse zu berücksichtigen. Für jede Kombination aus mittlerer Windgeschwindigkeit und Anströmwinkel werden fünf verschiedene turbulente Windfelder erzeugt.

Für DLC 6.4 werden eine mittlere Windgeschwindigkeit von  $v_{in}$  stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten  $< v_{in}$  sowie von  $0,7v_{ref}$  stellvertretend für alle Windgeschwindigkeiten  $> v_{out}$  berücksichtigt. Für jede Windgeschwindigkeit werden 15 verschiedene turbulente Windfelder erzeugt. Zusätzlich befinden sich die Rotorblätter in Fahnenstellung (Pitch-Winkel auf  $90^\circ$ ) und der Generator ist vom Netz getrennt.

Die verschiedenen Lastfälle werden für die Auslegungsbedingungen sowie für alle relevanten Parksituationen am Standort berechnet. Die Auslegungssituation wird dabei mit A und die Standortsituationen werden mit  $S_j$  bezeichnet.  $j$  ist dabei eine fortlaufende Nummer für alle relevanten Ausbauzustände des Windparks:

$$j = \{1, 2, 3, \dots, a\}$$

Die höchste Nummer  $a$  der Standortsituation  $S_a$  ist dabei der aktuelle Ausbauzustand, der auch für die zukünftigen Lasten angenommen wird.

Zudem werden für jede Situation die effektiven Turbulenzintensitäten für die relevanten Steigungen der Wöhler-Kurve  $m$  in der Simulation verwendet.

Die Zufallszahlen, mit denen die turbulenten Windfelder erzeugt werden, werden für die verschiedenen Situationen wiederverwendet, um Vergleichbarkeit herzustellen. Alle Lastfälle und Windfelder werden über 630 Sekunden simuliert, wobei die ersten 30 Sekunden nicht berücksichtigt werden.

## 2.5 Schädigung aus Vergleich der Ermüdungslasten

Die simulierten Lastzeitreihen werden nach IEC 61400-1 Ed. 3 [3] mit dem Rainflow-Zählverfahren ausgewertet, um die Schwingbreiten  $\Delta M_i$ , die Schwingspielzahlen  $n_i$  sowie die Mittelwerte der Rainflow-Klassen  $i$  zu ermitteln. Die Zyklenzahlen aus einer Zeitreihe für eine mittlere Windgeschwindigkeit werden mit der Weibull-Verteilung gewichtet und auf eine Gesamtdauer von 20 Jahren extrapoliert. Hierbei wird die Verteilung der Lastfallgruppen wie in Abschnitt 2.4 berücksichtigt. Zusätzlich wird für die Standortsituationen der Zeitanteil im Produktionsbetrieb um die technische Verfügbarkeit der jeweiligen WEA korrigiert, sofern diese Informationen vorliegen.

Die Lastkollektive sind in Anhang B dargestellt. Aus den extrapolierten Lastkollektiven wird die schädigungsäquivalente Last  $\Delta M_{DEL}$  (*damage-equivalent load* (DEL)) berechnet. Die Berechnung erfolgt für alle relevanten Lastkomponenten (siehe Tabelle 2.2) unter Berücksichtigung der materialabhängigen Steigung der Wöhler-Kurve  $m$  sowie der Referenzschwingspielzahl  $N_{ref} = 5e6$ :

$$\Delta M_{DEL} = \left( \frac{\sum n_i \Delta M_i^m}{N_{ref}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (2.1)$$

Es wird angenommen, dass der Hersteller bei der Auslegung das jeweilige Bauteil auf die Auslegungslbensdauer  $T_A$  ausgelegt hat. Das bedeutet, dass die Auslegungslasten  $\Delta M_{DEL,A}$  in den maßgebenden Komponenten der WEA eine Schädigung von  $D = 1,0$  verursachen. Mit dieser Annahme lässt sich unter Vernachlässigung von nichtlinearen Zusammenhängen zwischen Last und Spannung die relative Schädigung bezogen auf  $T_{Sj}$  Jahre Parksituation  $Sj$   $D_{rel,Sj}$  des Bauteils bestimmen. Die Berechnung erfolgt mit den Auslegungslasten  $\Delta M_{DEL,A}$ , den Standortlasten  $\Delta M_{DEL,Sj}$  und der Steigung der Wöhler-Kurve  $m$  für jede Situation  $Sj$  nach:

$$D_{rel,Sj} = \left( \frac{\Delta M_{DEL,Sj}}{\Delta M_{DEL,A}} \gamma_u \right)^m \quad (2.2)$$

Die Bestimmung des Sicherheitsfaktors  $\gamma_u$  ist in Abschnitt 2.7.2 beschrieben.

## 2.6 Berechnung der Restnutzungsdauer

Die Schädigung  $D_{rel}$  ist ein Maß für die Materialermüdung der jeweiligen Komponente. Bei einem Wert von  $D_{rel} = 1,0$  ist theoretisch mit dem ersten Anriss des Materials zu rechnen. In diesem Fall ist die Standsicherheit nicht mehr gegeben, auch wenn das Bauteilversagen erst nach weiterem Rissfortschritt auftritt und die Dauer bis zum Versagen abhängig von der Komponente und der Art der Belastung ist.

Für  $D_{rel} < 1,0$  ergibt sich für die jeweilige Baugruppe eine Restnutzungsdauer  $T_{WB}$  über die Auslegungslbensdauer  $T_A$  hinaus. Für die Berechnung der Restnutzungsdauer wird die Schädigung bei Erreichen der Standzeit  $T_A$  berechnet. Diese Vorschädigung besteht aus der Summe einzelnen Schädigungen der Parksituationen  $\sum T_{Sj} D_{rel,Sj}$ . Für die zukünftige Beanspruchung der Strukturkomponenten wird die Schädigung  $D_{rel,Sa}$ , die dem aktuellen Ausbauzustand des Parks entspricht, angesetzt. Die Restnutzungsdauer  $T_{WB}$  ergibt sich damit zu:

$$T_{WB} = \frac{T_A - \sum_j^a T_{Sj} D_{rel,Sj}}{D_{rel,Sa}} \quad (2.3)$$

## 2.7 Unsicherheitsbetrachtung

Für die Modellierung der Windbedingungen und des aeroelastischen Modells der WEA werden Eingangsparameter benötigt. Diese werden den zur Verfügung gestellten Eingangsdaten entnommen, aus diesen abgeleitet oder durch sinnvolle Annahmen bestimmt. Je nach Datenlage ergibt sich eine mit den Nennwerten verbundene Unsicherheit, die in den folgenden Abschnitten bemessen wird. Es werden für die unterschiedlichen Unsicherheiten Maßnahmen festgelegt, die sicherstellen, dass die in diesem Dokument ausgewiesenen Restnutzungsdauern auf der sicheren Seite liegend sind.

### 2.7.1 Windbedingungen

Die Windbedingungen sind (Ref1) entnommen und werden als richtig vorausgesetzt. Es werden für die Windbedingungen keine weiteren Sicherheitsbeiwerte angesetzt.

### 2.7.2 Modellierung der WEA

Im Vergleich eines simulierten Auslegungslastkollektivs mit dem einer Typenprüfung beiliegenden Kollektiv ergeben sich in der Regel Unterschiede. Diese Unterschiede resultieren aus Annahmen zu nicht exakt bekannten Parametern im Simulationsmodell. Die Annahmen betreffen in der Regel die Aerodynamik der Rotorblätter, die Regelung der WEA und die Strukturdynamik der Rotorblätter. Die Abweichungen

in den simulierten Auslegungslasten und in den Standortlasten heben sich durch die Methodik des relativen Lastvergleiches weitestgehend auf. Die restliche Streuung im Verhältnis von Standortlasten und Auslegungslasten wird durch die Anwendung eines Sicherheitsfaktors  $\gamma_u$  berücksichtigt. Die Höhe des Sicherheitsfaktors bestimmt sich aus der Art der Komponente, der Art der Belastung und der Unsicherheit in den zugrunde liegenden Eingangsdaten. Außerdem ist die Art der Regelung der WEA entscheidend dafür, wie sich die Unsicherheiten auf die einzelnen Komponenten auswirken.

Die Verteilung der Sicherheitsfaktoren erfolgt wie in Abschnitt 4 dargestellt.

## 3 Windbedingungen

### 3.1 Standortbeschreibung

In Tabelle 3.1 sind die entsprechend den Eingangsdaten (Ref1) betrachteten WEA dargestellt.

Tabelle 3.1: Standort der betrachteten WEA

Bezeichnung	Kennnummer	Kontext	WEA-Typ	NH (m)	UTM ETRS 89 Zone 32	
					Rechtswert	Hochwert
WEA3	-	Weiterbetrieb	Vestas V80 2.0 MW	100,00	402743	5785455
WEA20	-	Bestand	GE 2.5-120 2.5 MW	139,00	403209	5786261
WEA21	-	Bestand	GE 2.5-120 2.5 MW	139,00	402861	5786409
WEA43	-	Planung	Vestas V162-7.2 Mode SO7200	169,00	402850	5786020
WEA44	-	Planung	Vestas V162-7.2 Mode SO7200	169,00	402975	5785694

Da das Windparklayout sich im Laufe der Zeit verändert hat, werden verschiedene Parklayouts betrachtet. In Tabelle 3.2 sind die für die Layouts angesetzten Zeiträume aufgeführt. Die Zuordnung der einzelnen WEA zu den Layouts ist den vorliegenden Turbulenzberechnungen (Ref1), (Ref2) zu entnehmen. Das Layout L1 berücksichtigt die Situation vor Zubau der Neuplanungen, (Ref1). Das Layout L2 bezieht sich auf die Situation nach Zubau der Neuplanungen, (Ref2). Es wird angenommen, dass die sich im Layout L2 berücksichtigten fremdgeplanten WEA zeitgleich mit den vom Auftraggeber geplanten WEA errichtet werden.

Tabelle 3.2: Zeiträume der betrachteten Parksituationen

Layout	Beginn	Ende	Dauer (a)
L1	01.01.2004	01.01.2024	20
L2	01.01.2024	-	-

In den Abbildungen 3.1 und 3.2 sind die näheren Umgebungen des Standortes abgebildet sowie Änderungen im Parklayout ersichtlich.

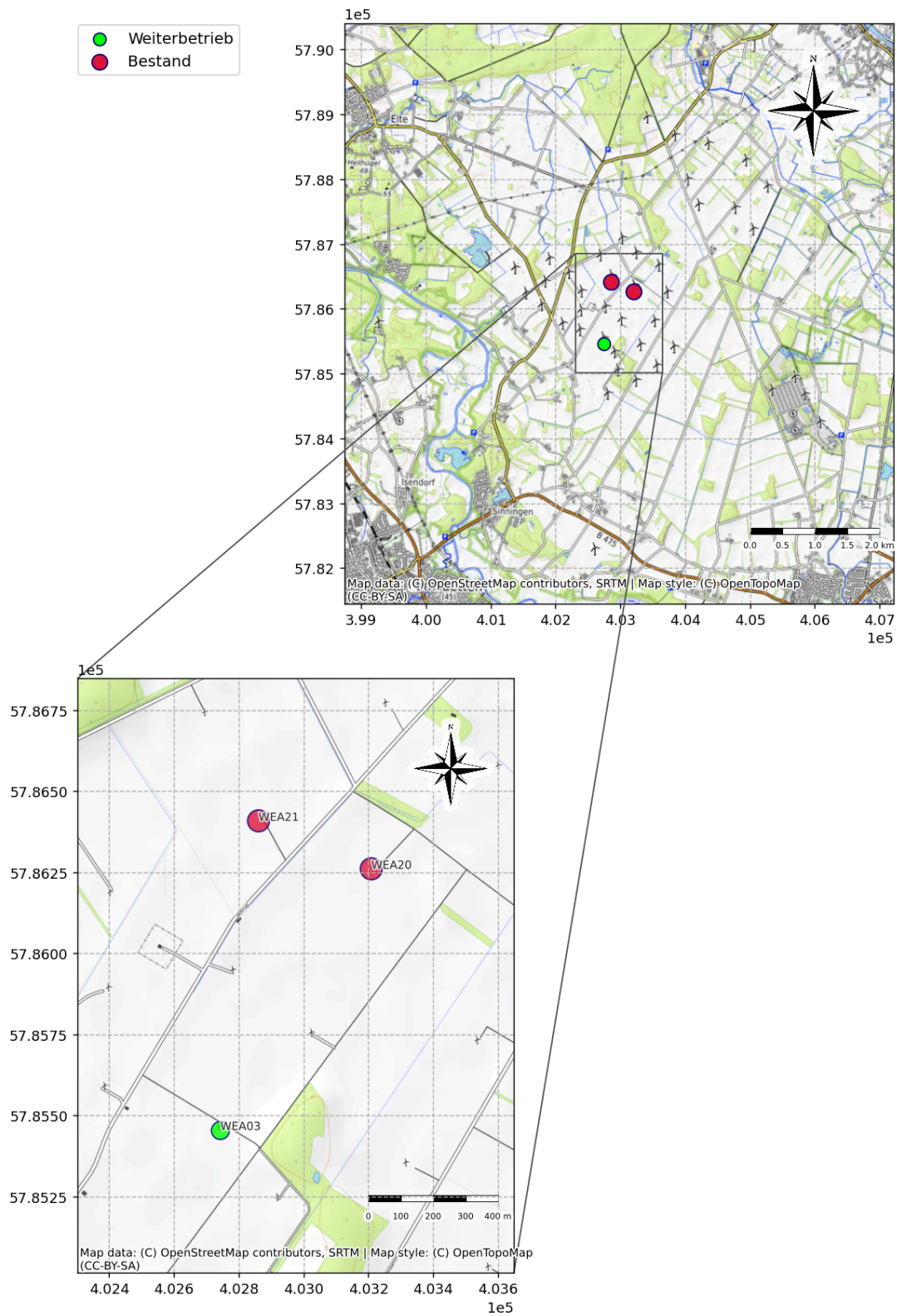


Abbildung 3.1: Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 1

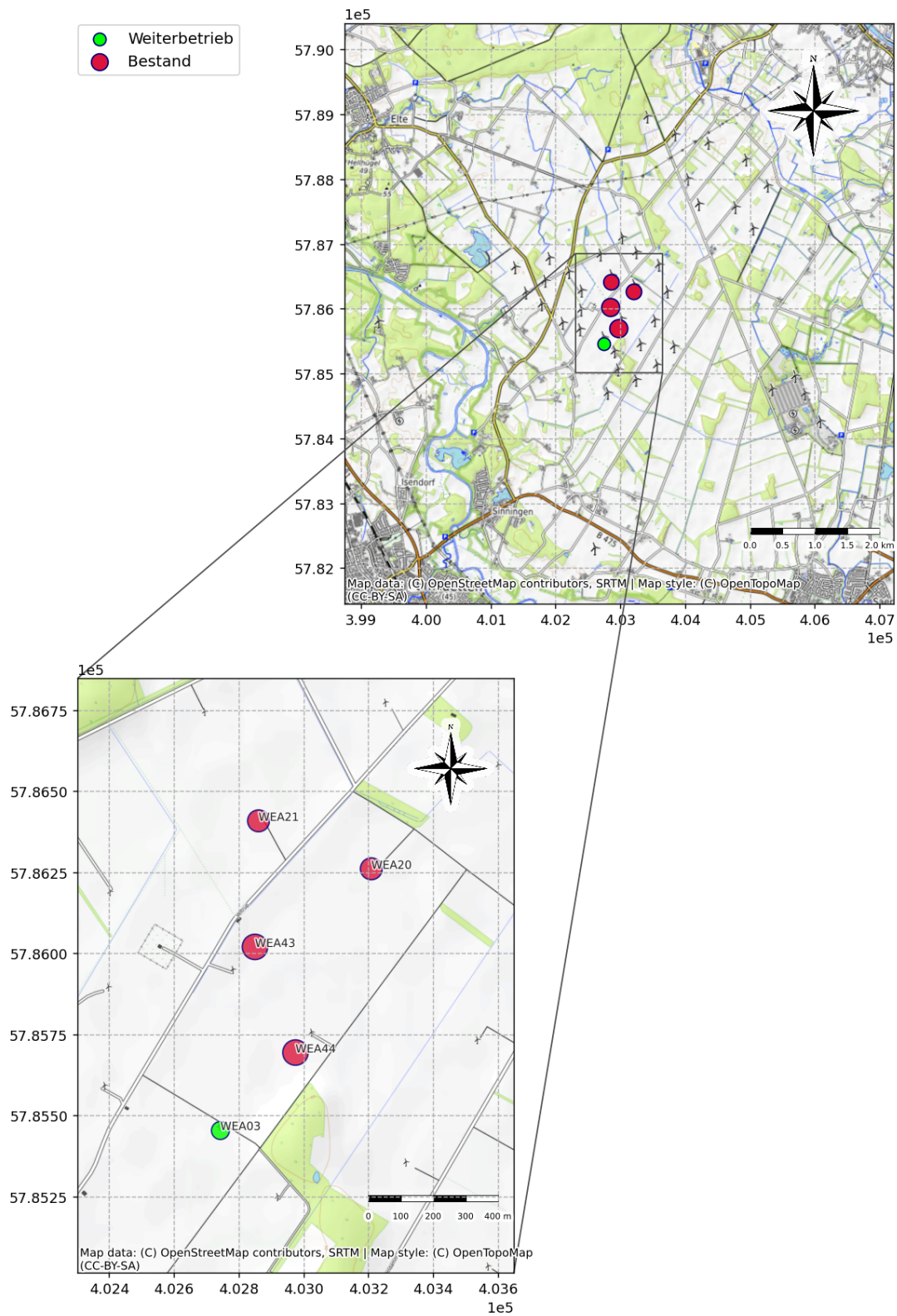


Abbildung 3.2: Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 2



### 3.2 Auslegungs- und Standortbedingungen

Die WEA wurde nach der DIBt-Richtlinie für Windkraftanlagen, Fassung Juni 1993 (DIBt 1993) [1] ausgelegt, (Ref4). Nach DIBt 1993 wird ein Bezugswert der Windgeschwindigkeit  $v_{ave}$  auf 10 m Höhe über Grund für vier Windzonen (Staudruckzonen) angegeben. Die zu beurteilenden Anlagen werden nach ihrer Auslegung einer der Windzonen zugeordnet. Mit dem Potenzgesetz nach Hellmann wird die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe der WEA bestimmt. Der Hellmann-Exponent  $\alpha$  (Windgradient) wird nach DIBt 1993 auf 0,16 festgelegt. Die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten wird mit einer Rayleigh-Verteilung (Weibull-Verteilungen mit  $k = 2,0$ ) beschrieben. Die Auslegungsbedingungen der DIBt 1993 für die WEA sind der Tabelle 3.3 zu entnehmen.

Die Maschine der WEA wurde nach der GL-Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen, Ausgabe 1999 (GL 1999) [4] ausgelegt (Ref5). Nach GL 1999 wird die mittlere Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe der WEA gemäß Typenklasse gewählt. Der Hellmann-Exponent  $\alpha$  (Windgradient) wird nach GL 1999 auf 0,16 festgelegt. Die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten wird mit einer Rayleigh-Verteilung (Weibull-Verteilungen mit  $k = 2,0$ ) beschrieben. Die Auslegungsbedingungen der GL 1999 für die WEA sind der Tabelle 3.3 zu entnehmen.

Die Windbedingungen am Standort sind (Ref1) entnommen. In Tabelle 3.3 sind die für die Modellierung der Windbedingungen verwendeten Größen zusammengefasst.

Tabelle 3.3: Windbedingungen am Standort

Parameter	GL 1999 Maschine	DIBt 1993 Turm	Standortbewertung WEA3	Einheit
Nabenhöhe (NH) $z_{hub}$		100	100,0	m
Windzone	-	2	-	-
Typenklasse	2	-	-	-
$v_{ave}(z_{hub})$	8,50	6,40	5,51	m/s
$A(z_{hub})$	9,59	7,23	6,21	m/s
$k$	2,00	2,00	2,35	-
$\alpha$	0,16	0,16	0,13	-
$\bar{I}_{rep}$	20,0	20,0	12,3	%
$\rho$	1,250	1,250	1,238	kg/m <sup>3</sup>

Die effektiven Turbulenzintensitäten, die in der nachfolgenden Tabelle 3.4 dargestellt sind, sind den Eingangsdaten (Ref1), (Ref2) entnommen.

Tabelle 3.4: Effektive Turbulenzintensität

Wind (m/s)	WEA03 L1			WEA03 L2		
	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)	m=4 (%)	m=8 (%)	m=10 (%)
4,0	27,3	27,8	28,2	30,5	31,8	32,6
5,0	23,9	24,4	24,8	28,4	31,0	32,2
6,0	21,6	22,2	22,6	26,1	29,2	30,5
7,0	19,8	20,5	20,9	23,4	26,7	28,0
8,0	18,3	19,3	19,8	21,0	24,2	25,5
9,0	17,0	18,0	18,5	18,7	21,4	22,8
10,0	15,9	16,8	17,4	16,8	18,6	19,6
11,0	14,7	15,4	15,9	15,3	16,5	17,3
12,0	13,9	14,3	14,6	14,2	14,8	15,3
13,0	13,2	13,3	13,4	13,4	13,6	13,8
14,0	12,7	12,7	12,8	12,8	12,9	12,9
15,0	12,3	12,4	12,4	12,4	12,4	12,5
16,0	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
17,0	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
18,0	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
19,0	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
20,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
21,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
22,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
23,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
24,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
25,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
26,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
27,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
28,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
29,0	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2

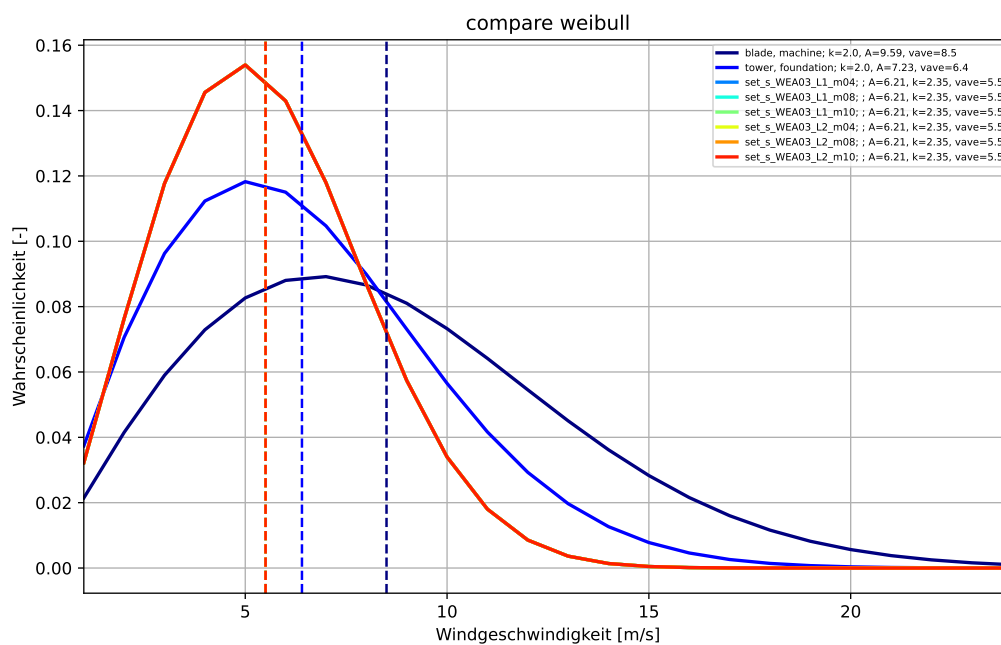


Abbildung 3.3: Vergleich der Weibull-Verteilungen

## 4 Ergebnisse

Für jede WEA und jeden definierten Lastsensor wird ein Lastvergleich mit den verschiedenen Wöhlersteigungen  $m$  durchgeführt und die entsprechende Schädigung bestimmt. Es werden nachfolgend die Ergebnisse für die Lastkomponente ausgewiesen, die die größte Schädigung an der jeweiligen Baugruppe verursacht.

Tabelle 4.1: Lastvergleich WEA03

Baugruppe (-)	Last (-)	$m$ (-)	$\Delta M_{\text{DEL,A}}$ (kNm)	$\Delta M_{\text{DEL,L1}}$ (kNm)	$\Delta M_{\text{DEL,L2}}$ (kNm)	$\gamma_u$ (-)	$D_{\text{rel,L1}}$ (-)	$D_{\text{rel,L2}}$ (-)	$T_{\text{WB}}$ (a)
B1	$M_{\text{XS}}$	10	2399,5	2296,0	2296,2	1,001	0,65	0,65	10,8
B2	$M_{\text{XS}}$	4	3794,8	3460,6	3460,8	1,001	0,69	0,69	8,8
H1	$M_{\text{XB}}$	4	3820,0	3462,4	3462,8	1,001	0,68	0,68	9,5
H2	$M_{\text{XB}}$	8	2607,2	2450,9	2450,5	1,001	0,61	0,61	12,5
H3	$M_{\text{ZR}}$	8	2895,0	1899,9	1899,5	1,015	0,04	0,04	>20
R1	$M_{\text{YR}}$	4	3370,6	2098,4	2098,7	1,015	0,16	0,16	>20
R2	$M_{\text{ZR}}$	8	2895,0	1899,9	1899,5	1,015	0,04	0,04	>20
M1	$M_{\text{YN}}$	8	2339,7	1368,7	1367,4	1,030	0,02	0,02	>20
M2	$M_{\text{YN}}$	4	2367,8	1328,6	1329,1	1,030	0,11	0,11	>20
M3	$M_{\text{YN}}$	8	2339,7	1368,7	1367,4	1,030	0,02	0,02	>20
M4	$M_{\text{YK}}$	8	2283,3	1336,2	1336,7	1,030	0,02	0,02	>20
M5	$M_{\text{YF}}$	4	2298,9	1294,1	1294,0	1,030	0,11	0,11	>20
T1	$M_{\text{YF}}$	4	1758,6	1294,1	1294,0	1,030	0,33	0,33	>20
T2	$M_{\text{YF}}$	4	1758,6	1294,1	1294,0	1,030	0,33	0,33	>20
T3	$M_{\text{YF}}$	4	6015,4	4027,7	4024,2	1,030	0,23	0,23	>20
T4	$M_{\text{YF}}$	4	11480,5	7601,6	7593,7	1,030	0,22	0,22	>20
T5	$M_{\text{YF}}$	4	18367,7	12071,4	12053,9	1,055	0,23	0,23	>20
F1	$M_{\text{YF}}$	4	18367,7	12071,4	12053,9	1,055	0,23	0,23	>20

## 5 Zusammenfassung

Die Standsicherheit der Gesamtanlage ist gewährleistet, wenn die relative Schädigung aller maßgebenden Komponenten der WEA (vgl. Tabelle 2.2), kleiner als 1 ist. Dies ist für die WEA3 über die Entwurfslebensdauer gegeben. Darüber hinaus ist die WEA3 rechnerisch unter Berücksichtigung der zur Verfügung gestellten Windbedingungen (Ref1) ohne Berücksichtigung sektorieller Betriebsbeschränkungen für weitere 8,8 Jahre standsicher.

Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Ergebnisse (in Jahren)

Baugruppe	WEA03
Blattwurzel	10,8
Verschraubung Blattlager	8,8
Nabe	12,5
weitere	>20

Tabelle 5.2: Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs

WEA-Nr.	WEA-Typ	Nachweis erbracht
WEA3	V80	$T_{WB} = 8,8$ Jahre

Die Ergebnisse sind gültig, solange keine weiteren Veränderungen im Windpark vorgenommen werden, die einen Einfluss auf die Ermüdungslasten der WEA haben.

## Literaturverzeichnis

- [1] DIBt. *Richtlinie für Windkraftanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Reihe B, Heft 8*. Berlin, Deutschland: Deutsches Institut für Bautechnik, Juni 1993.
- [2] DNVGL. *DNVGL-ST-0437: Loads and Site Conditions for Wind Turbines*. Nov. 2016.
- [3] IEC. *IEC 61400-1:2005+AMD1:2010 CSV, Ed. 3.1: Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2010.
- [4] Germanischer Lloyd. *Vorschriften und Richtlinien, IV-Nichtmaritime Technik*. 1999.

## Abbildungsverzeichnis

2.1	Betrachtete Komponenten im Hauptlastpfad (rot) . . . . .	9
2.2	Verwendete Koordinatensysteme, nach [2] . . . . .	10
3.1	Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 1 . . . . .	15
3.2	Übersichtskarte des Windparks Emsdetten, Layout 2 . . . . .	16
3.3	Vergleich der Weibull-Verteilungen . . . . .	19
A.1	Vergleich der ermittelten Leistungskurven . . . . .	26
A.2	Campbell-Diagramm des Simulationsmodells . . . . .	28
B.1	Lasten am Turmfuß . . . . .	30
B.2	Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe . . . . .	30
B.3	Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe . . . . .	31
B.4	Lasten am Turmkopf . . . . .	31
B.5	Lasten ( $M_{YN}$ ) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers . . . . .	32
B.6	Lasten ( $M_{ZN}$ ) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers . . . . .	32
B.7	Lasten an der Rotorwelle ( $M_{YR}$ ) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung . . . . .	33
B.8	Lasten an der Rotorwelle ( $M_{ZR}$ ) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung . . . . .	33
B.9	Lasten am Rotorblatt ( $M_{XS}$ ) im Bereich der Blattwurzel . . . . .	34
B.10	Lasten am Rotorblatt ( $M_{YS}$ ) im Bereich der Blattwurzel . . . . .	34

## Tabellenverzeichnis

1.1	Nachzuweisende WEA (Ref1) . . . . .	7
2.1	Verwendete Software . . . . .	8
2.2	Betrachtete Baugruppen . . . . .	10
3.1	Standort der betrachteten WEA . . . . .	14
3.2	Zeiträume der betrachteten Parksituationen . . . . .	14
3.3	Windbedingungen am Standort . . . . .	17
3.4	Effektive Turbulenzintensität . . . . .	18
4.1	Lastvergleich WEA03 . . . . .	20
5.1	Zusammenfassung der Ergebnisse (in Jahren) . . . . .	21
5.2	Ergebnis des durchgeführten Lastvergleichs . . . . .	21
A.1	Allgemeine Anlagenparameter . . . . .	25
A.2	Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells . . . . .	27
A.3	Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA . . . . .	28



## A Modell V80

### A.1 Allgemein

Für das Simulationsmodell wurden die folgenden Anlagenparameter verwendet. Für aus den Eingangsdaten hervorgehende Parameter wurden Annahmen getroffen.

Tabelle A.1: Allgemeine Anlagenparameter

Größe	Wert	Einheit
<b>Allgemein</b>		
Name	Vestas V80	
Nennleistung	2000.0	kW
Regelung	Pitch	
Einschaltwindgeschwindigkeit	4	m/s
Nennwindgeschwindigkeit	15.0	m/s
Ausschaltwindgeschwindigkeit	25	m/s
<b>Turm</b>		
Nabenhöhe	100.0	m
Turmhöhe	97.75	m
Durchmesser unten	4038	mm
Durchmesser oben	2314	mm
Erste Eigenfrequenz	0.24	Hz
<b>Maschine</b>		
Rotordurchmesser	80.0	m
Nenndrehzahl	16.7	rpm
Überhang	4.47	m
Rotorneigung	6.0	deg
Blatttyp	Vestas 39	
Blattlänge	39.0	m
<b>Generator</b>		
Getriebeübersetzung	100.5	-
Generatordrehzahl	1678.35	rpm
<b>Massen</b>		
Blatt	6.5	t
Nabe	14.96	t
Gondel	65.0	t
Turm	195.0	t

## A.2 Leistungskurve

Die aerodynamischen Eigenschaften des Rotors wurden auf Grundlage von Profilpolaren von Rotorblättern, die bei WEA ähnlicher Leistung und Auslegungsschnelllaufzahl zum Einsatz kommen, angenommen. Um das Verhalten der Regelung und das Modell der Rotor-aerodynamik zu prüfen, wird die Leistungskurve aus dem Datenblatt der Anlage mit den Ergebnissen der Simulation verglichen (Abbildung A.1).

Die rote Kurve im Diagramm entspricht der vom Hersteller herausgegebenen Leistungskurve. Die Punkte in dem Diagramm sind jeweils die Mittelwerte der abgegebenen Leistung aus einer Simulation (10-Minuten-Mittelwert). Die simulierten Mittelwerte stimmen gut mit der spezifizierten Leistungskurve überein. Abweichungen können mit der vergleichsweise hohen Turbulenzintensität in den dynamischen Simulationen erklärt werden. Die Übereinstimmung mit der statischen Leistungskurve wurde ebenfalls überprüft.

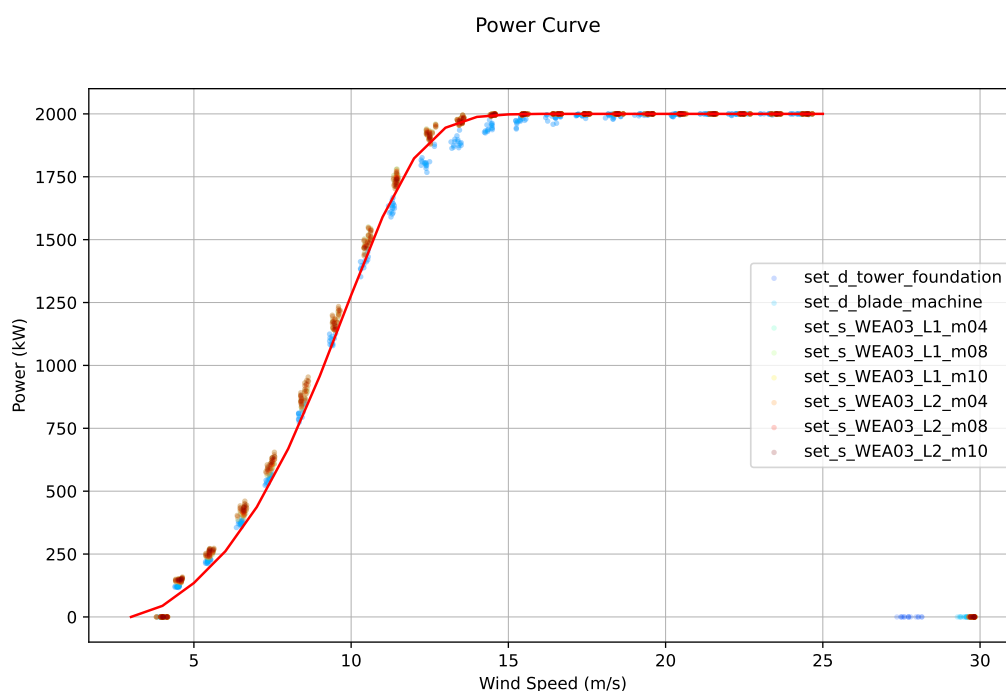


Abbildung A.1: Vergleich der ermittelten Leistungskurven

### A.3 Strukturdynamik

Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen für das Turmmodell wurden auf Basis der zu Grunde liegenden Turmgeometrie bestimmt. Die aerodynamischen Eigenschaften des Turms werden mit einem über die Turmhöhe konstanten Widerstandskoeffizienten von 0,65 berücksichtigt.

Für das Modell des Rotorblattes wurde ein vergleichbares Rotorblatt als Grundlage verwendet. Die Massen- und Steifigkeitsverteilungen wurden auf die bekannte Gesamtmasse und Länge skaliert.

Tabelle A.2: Verteilte Massen- und Steifigkeitseigenschaften des Turmmodells

Knoten (-)	Höhe (m)	Durchmesser (mm)	Wandstärke (mm)	Masse (kg/m)	Steifigkeit (Nm <sup>2</sup> )
bot	0.00	4038	34	3918	1.800E+11
n01	1.88	3984	34	3869	1.733E+11
n02	5.64	3942	32	3617	1.599E+11
n03	9.40	3921	30	3368	1.469E+11
n04	13.16	3900	28	3123	1.344E+11
n05	16.92	3822	25	2753	1.155E+11
n06	20.68	3789	24	2612	1.071E+11
n07	24.44	3756	24	2581	1.033E+11
n08	28.20	3691	23	2445	9.555E+10
n09	31.96	3658	22	2311	8.817E+10
n10	35.72	3626	22	2282	8.496E+10
n11	39.48	3549	21	2162	7.922E+10
n12	43.24	3483	20	2007	6.994E+10
n13	47.00	3352	19	1858	6.147E+10
n14	50.75	3290	19	1809	5.670E+10
n15	54.51	3227	18	1667	4.948E+10
n16	58.27	3101	18	1620	4.544E+10
n17	62.03	3038	18	1574	4.162E+10
n18	65.79	2929	17	1443	3.594E+10
n19	69.55	2857	16	1321	3.116E+10
n20	73.31	2802	16	1285	2.866E+10
n21	77.07	2687	15	1171	2.468E+10
n22	80.83	2629	14	1062	2.111E+10
n23	84.59	2514	14	1030	1.927E+10
n24	88.35	2457	14	998	1.754E+10
n25	92.11	2399	14	966	1.592E+10
n26	95.87	2314	14	934	1.440E+10
top	97.75	2314	14	927	1.405E+10

Mit den definierten Struktureigenschaften ergeben sich für das Simulationsmodell bei einer starren Einspannung am Turmfuß die in Tabelle A.3 dargestellten Systemeigenfrequenzen. Zum Vergleich sind die in der Typenprüfung angegebenen Eigenfrequenzen aufgeführt. Die Eigenfrequenzen liegen in guter Übereinstimmung zueinander.

Das dynamische Verhalten des Simulationsmodells ist in Abbildung A.2 als Campbell-Diagramm dargestellt.

Tabelle A.3: Systemeigenfrequenzen bei Stillstand der WEA

Beschreibung	Einheit	Modell	Typenprüfung
1. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	0,34	0,34
1. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	0,34	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,09	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,09	
1. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	1,11	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,66	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,84	
1. Eigenfrequenz Rotor Schwenkrichtung	Hz	1,87	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	3,34	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	3,37	
2. Eigenfrequenz Rotor Schlagrichtung	Hz	3,40	
2. Eigenfrequenz Turm (f/a)	Hz	2,15	
2. Eigenfrequenz Turm (s/s)	Hz	2,48	

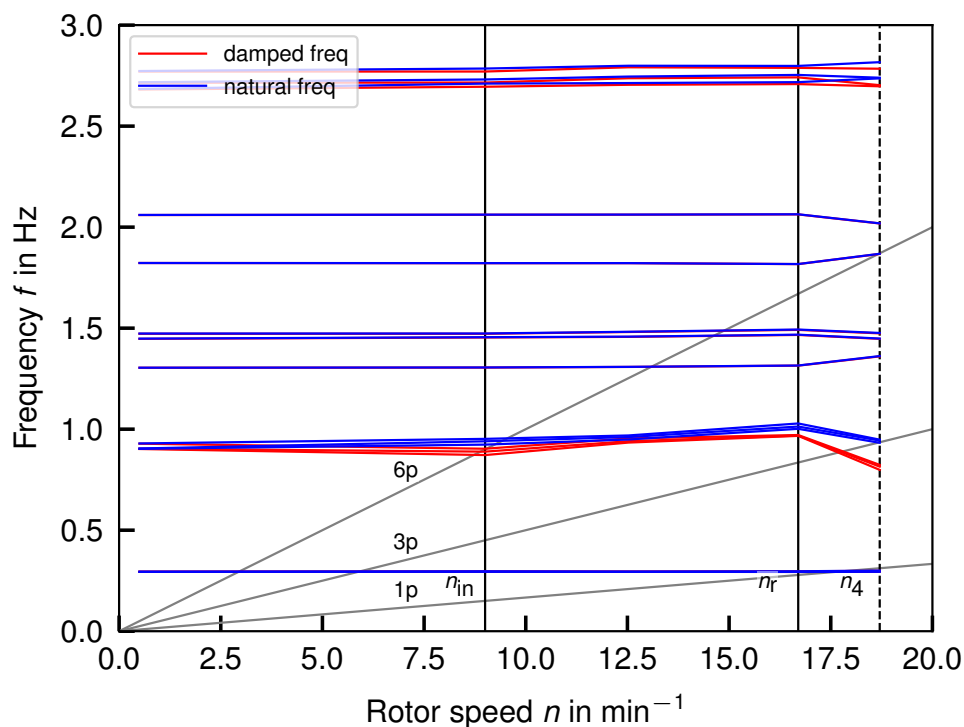


Abbildung A.2: Campbell-Diagramm des Simulationsmodells

## **B Lastkollektive**

### **B.1 Erklärung**

In den folgenden Abschnitten sind die auf 20 Jahre extrapolierten Lastkollektive aus den durchgeführten Lastsimulationen zusammengefasst. Es werden die Lastkollektive an den wichtigsten Orten für die betrachteten Situationen mit den zugehörigen schädigungsäquivalenten Lasten für  $m = 4$  dargestellt.

## B.2 Turm

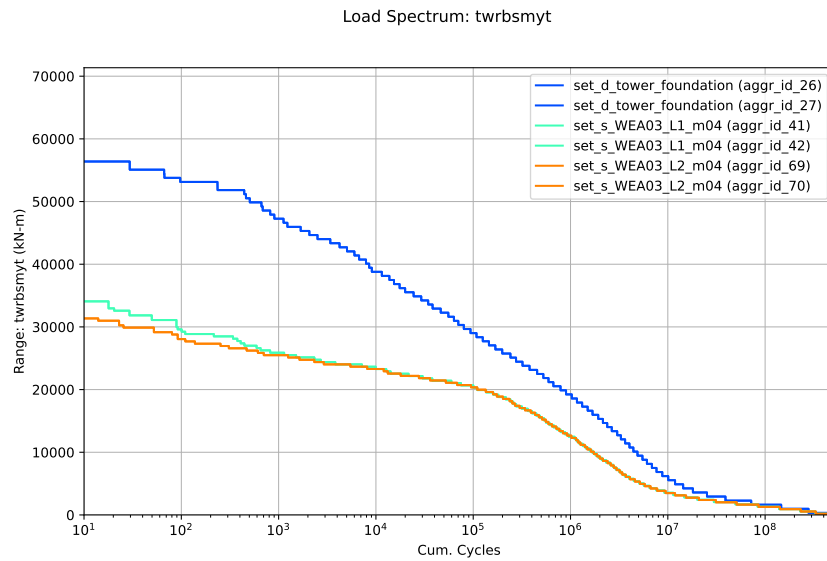


Abbildung B.1: Lasten am Turmfuß

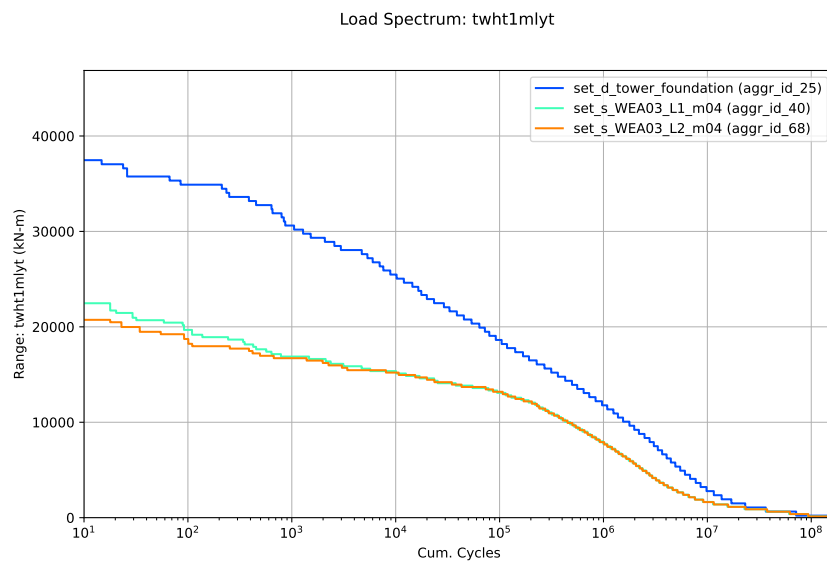


Abbildung B.2: Lasten am Turm auf 1/3 Turmhöhe

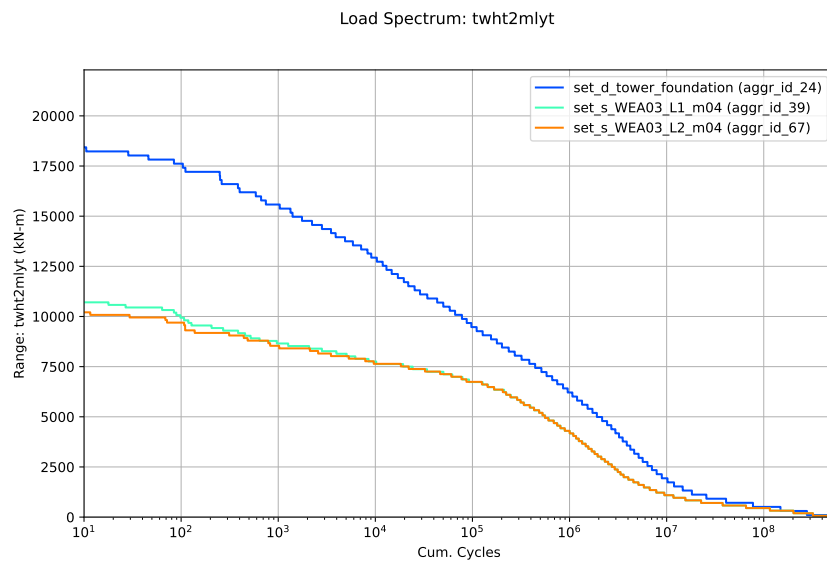


Abbildung B.3: Lasten am Turm auf 2/3 Turmhöhe

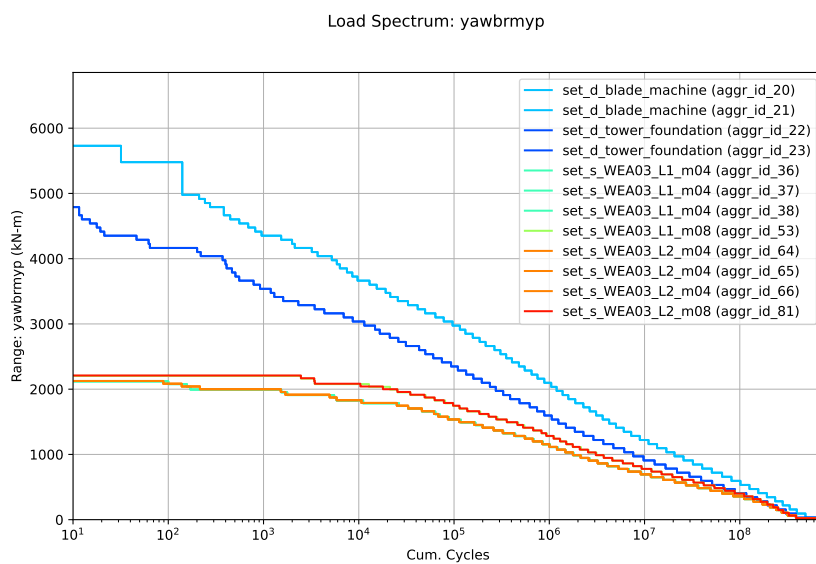


Abbildung B.4: Lasten am Turmkopf

### B.3 Maschinenträger

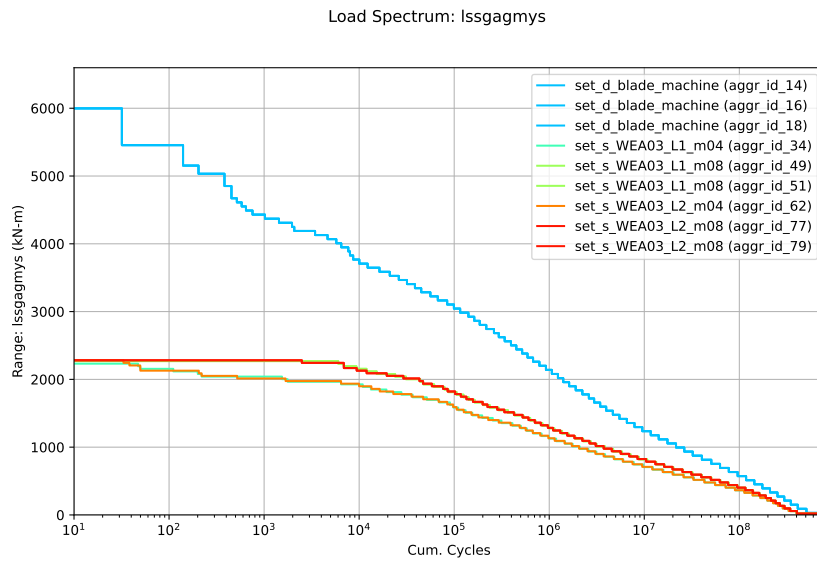


Abbildung B.5: Lasten ( $M_{YN}$ ) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers

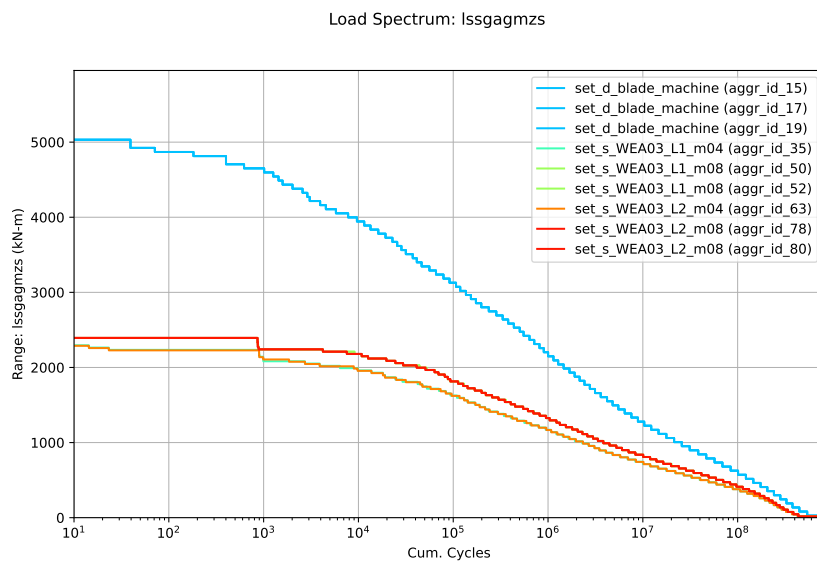


Abbildung B.6: Lasten ( $M_{ZN}$ ) am Maschinenträger im Bereich des Hauptlagers



## B.4 Rotorwelle

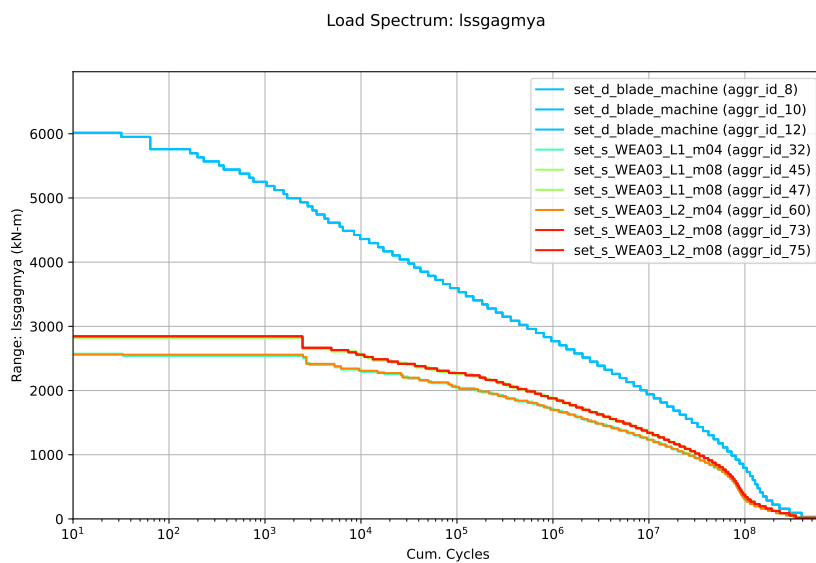


Abbildung B.7: Lasten an der Rotorwelle ( $M_{YR}$ ) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung

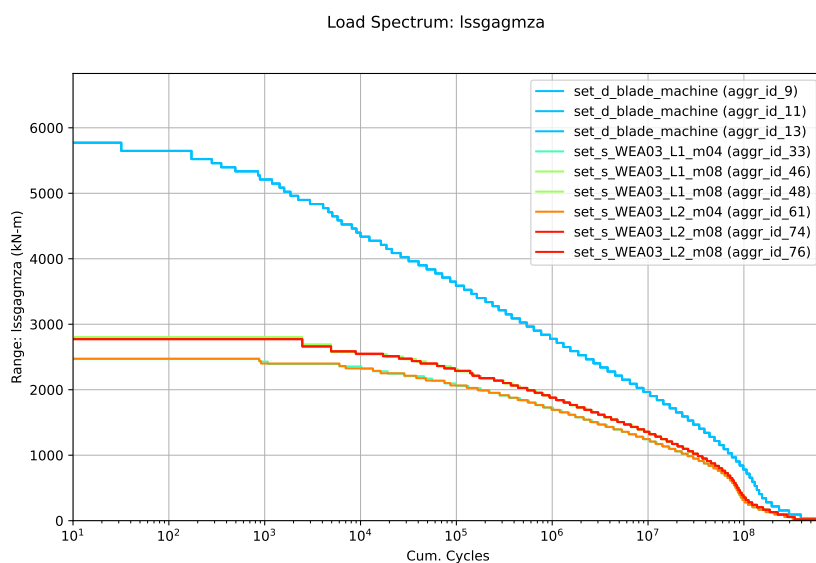


Abbildung B.8: Lasten an der Rotorwelle ( $M_{ZR}$ ) im Bereich der Welle-Nabe-Verbindung

## B.5 Rotorblatt

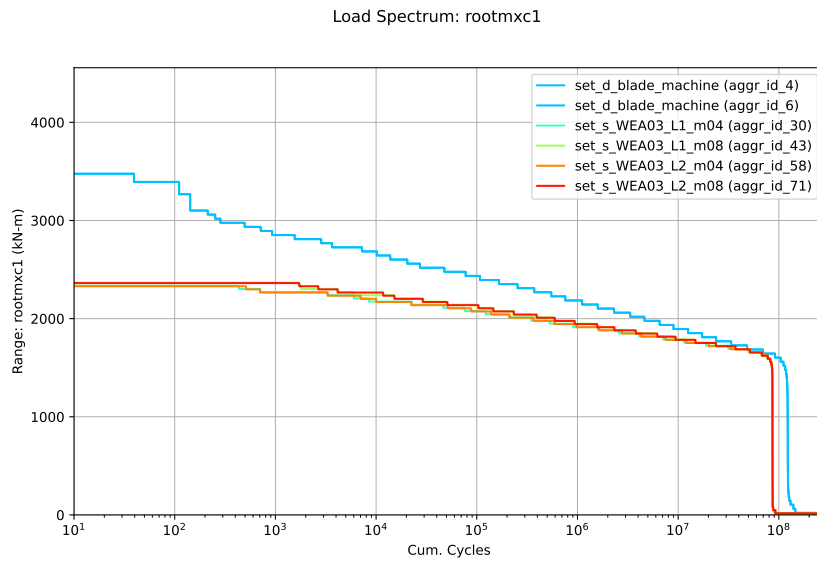


Abbildung B.9: Lasten am Rotorblatt ( $M_{XS}$ ) im Bereich der Blattwurzel

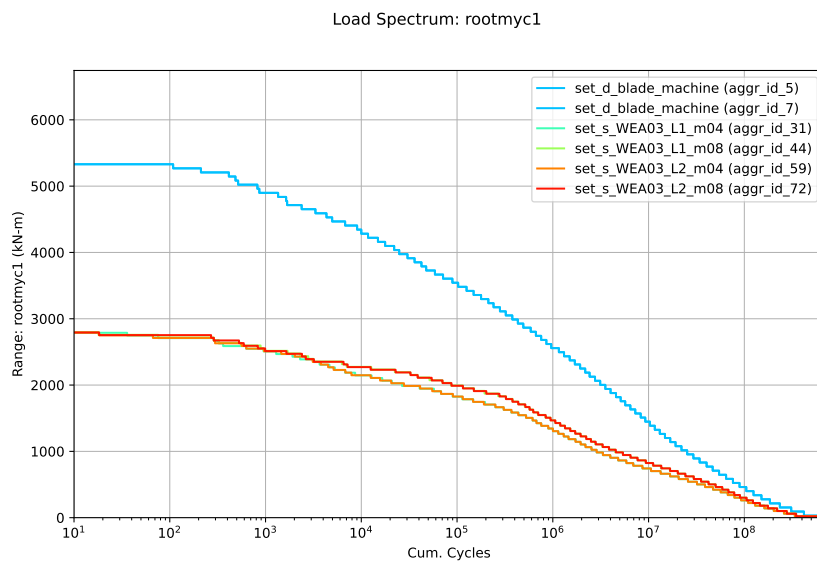


Abbildung B.10: Lasten am Rotorblatt ( $M_{YS}$ ) im Bereich der Blattwurzel