

# Gutachtliche Stellungnahme

## Lastannahmen

### für die Windenergieanlage

### eno126

<b>Auftraggeber</b>	eno energy systems GmbH Swienschuhlenstraße 5 18147 Rostock Deutschland
<b>Anlagenbeschreibung</b>	Windenergieanlage: eno126 Nennleistung: 4000 kW Rotorblatt: EB 61.6 Rotordurchmesser: 126 m Turmtyp: Stahlrohrturm Nabenhöhe: 137 m Typenklasse: IIA Windzone: 4 Geländekategorie: II Netzfrequenz: 50 Hz
<b>Bewertungsgrundlage</b>	Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Fassung Oktober 2012  DIN EN 61400-1:2011-08, „Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen“, Deutsche Fassung EN 61400-1:2005+A1:2010
<b>Hersteller</b>	eno energy systems GmbH
<b>Auftragsnummer</b>	11927558
<b>Berichtsnummer</b>	R11927558-1-de Rev. 0, 30.10.2017

---

Revision	Ausgabedatum	Betroffene Seiten	Änderungen
0	30.10.2017	-	Erstausgabe

Dieser Bericht darf auszugsweise nur mit schriftlicher Genehmigung durch die DEWI-OCC GmbH verwendet werden.

## 1 Dokumente

### 1.1 Geprüfte Dokumente

- /1.1.1/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Bericht  
„Load Assessment for the Wind Energy Turbine eno 126 137mHH 4.0 MW  
IEC ed. 3 TC IIA / DIBt WZ 4 GK 2 (2012)“,  
Dok. Nr. 2016-88 Rev. 2.1, 19.05.2017, 113 Seiten
- /1.1.2/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Spezifikation  
„Specification of calculated Load Cases of Wind Energy Turbine eno126  
137 mHH 4.0 MW IEC ed. 3 TC IIA / DIBt WZ 4 GK 2 (2012)“,  
Dok. Nr. 2016-87 Rev. 2.1, 19.05.2017, 51 Seiten
- /1.1.3/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Datei  
„Loadsummary\_eno126-137\_IECIIA\_4MW\_Rev2.3.xls“,  
MD5 Nr. 6A094E702CE8AAF8FCEDCA5A4C8FA2AA, 1.80 MB
- /1.1.4/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Datei  
„eno126\_137\_40\_rev2.adc2“,  
MD5 Nr. 8E2B6F14221FA8B320A89CC9A13E9E3F, 8.87 MB
- /1.1.5/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Datei  
„RFCCount\_eno126-137-4.0\_LSrev2.0.rar“,  
MD5 Nr. 5FBA81C1BA90E86B643AFE57AAE6595F, 798 MB
- /1.1.6/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Datei  
„Extreme\_ADCoS-OP1-Timeseries\_eno126-137-4.0\_LSrev2.0.rar“,  
MD5 Nr. A4214F74E51CF83EB9806A954152F7, 58 GB
- /1.1.7/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Datei  
„Extreme\_ADCoS-OP1-Timeseries\_Substitute-for-eno126-137-  
4.0\_LArev2.1.rar“,  
MD5 Nr. 5AB94B0ECE38446F612FA78C7D119AD6m, 1.40 GB
- /1.1.8/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Datei  
„Fatigue\_ADCoS-OP1-Timeseries\_eno126-137-4.0\_LSrev2.0.rar“,  
MD5 Nr. C0E14D0E7702449B0A2BA48509014DE9, 7.30 GB
- /1.1.9/ Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH: Datei  
„Supplement-for-Damaged-ADCoS-OP1-Timeseries\_eno126-137-  
4.0\_LArev2.1.rar“,  
MD5 Nr. 399AB2295EBB4E694C26388518F5AF0Dm, 23.1 GB

### 1.2 Mitgeltende Dokumente

- /1.2.1/ eno energy systems GmbH: Bericht  
„Technical Specification of the Load Simulation - eno126-4.0“,  
Dok. Nr. Eno126-4.0\_load\_sim\_spec\_en\_Rev.0, 07.11.2016, 39 Seiten

## 2 Bewertunggrundlage

Die Bewertung erfolgte auf Grundlage der folgenden Normen und Richtlinien:

- /2.1/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Fassung Oktober 2012
- /2.2/ DIN EN 61400-1:2011-08, „Windenergieanlagen – Teil1: Sicherheitsanforderungen“, Deutsche Fassung EN 61400-1:2005+A1:2010

## 3 Prüfumfang

Die Konformität der Lastannahmen mit der Bewertunggrundlage /2.1/ für die Windzone 4, Geländekategorie II, sowie mit der Bewertunggrundlage /2.2/ für die Typenklasse IIA wird geprüft.

Die Dokumentation aus Kapitel 1.1 wird als Prüfgrundlage herangezogen. Die Vollständigkeit und Übereinstimmung der Prüfgrundlage mit der Bewertunggrundlage aus Kapitel 2 wird geprüft. Die mitgeltenden Dokumente aus Kapitel 1.2 werden unterstützend für die Nachweisführung eingesehen.

## 4 Prüfbemerkungen

### 4.1 Allgemein

Die Lastannahmen für die Windenergieanlage eno126 auf einem Stahlrohrturm mit einer Nabenhöhe von 137 m und dem Rotorblatttyp EB 61.6 wurden geprüft.

Die Windenergieanlage ist mit einem luvseitig angeordneten Dreiblatt-Rotor, einer drehzahlvariablen Betriebsführung und einer aktiven Windrichtungsnachführung ausgestattet. Die Leistungs- und Drehzahlbegrenzung wird durch Blattverstellung (Pitch) erreicht.

Die technischen Hauptdaten der Windenergieanlage eno126 wurden auf Richtigkeit geprüft. Die Daten sind in Tabelle I des Anhangs aufgeführt. Für die Lastberechnungen wurden neben den technischen Hauptdaten auch alle für die Betriebsführung relevanten Parameter geprüft.

Bei der Prüfung wurden die folgenden Bedingungen vorausgesetzt:

- Die Rotorunwucht wurde durch die Erhöhung der Masse eines Rotorblattes um 0,3 berücksichtigt.
- Die Rotordrehzahl wird durch drei voneinander unabhängige Einzelblattverstellungen begrenzt.
- Die mechanische Bremse wird nur bei Notaus und zum Setzen der Rotorarretierung eingesetzt.
- Bei einer Überschreitung der Generatordrehzahl von 1620 1/min löst das Betriebsführungssystem einen Stopp aus (Generator bleibt am Netz).

- Bei einer Überschreitung der Generatordrehzahl von 1660 1/min löst das Sicherheitssystem einen Stopp aus (Generator geht vom Netz).

Die Extremwindgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe, welche als Grundlage der Berechnungen herangezogen wurden, sind im Anhang aufgeführt. Die in den Berechnungen verwendeten externen Bedingungen berücksichtigen die konservativsten Bedingungen entsprechend den Anforderungen aus DIN EN 61400-1 /2.2/ WEA-Klasse IIA und DIBt /2.1/ WZ 4, GL II.

Sowohl die Extremlasten als auch die Betriebsfestigkeitslasten wurden unter Berücksichtigung des Systemverhaltens und der vollständigen Strukturdynamik ermittelt. Der Strukturaufbau (inkl. Rotorblatt) der Windenergieanlage ist in der Unterlage /1.1.1/ beschrieben. Die Berechnungen wurden mit dem Programm "ADCos by Aero Dynamik Consult Ingenieurgesellschaft mbH" durchgeführt.

Die Einflüsse aus vorhandenen Massenexzentrizitäten und Verformungen des Turms wurden berücksichtigt.

Einwirkungen aus extremen Verbrauchereinflüssen und extremen Temperaturen sowie Erdbeben wurden bei den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Abschattungseffekte von benachbarten Windenergieanlagen oder Gebäuden wurden in den Auswertungen nicht berücksichtigt.

Für die Lastberechnung wurde das elastische Systemverhalten des Fundaments mittels einer Rotationsfeder mit einer Steifigkeit von  $1,40 \text{ E}+11 \text{ Nm/rad}$  berücksichtigt.

Die Eigenfrequenzen der modellierten Anlage sind in Tabelle III des Anhangs angegeben. Die Eigenfrequenzen des Rotorblattes wurden unter Berücksichtigung einer fixierten Blattwurzel bei still stehender Anlage ermittelt.

Die Eigenfrequenzen des Turmes wurden unter Berücksichtigung der Massen und Massenträgheiten der Gondel, der Nabe, der Rotorblätter und der Fundamentsteifigkeit ermittelt. Gekoppelte Eigenmoden wurden berücksichtigt.

Die Überprüfung der vom Auftraggeber ausgewiesenen Ergebnisse erfolgte durch unabhängige Vergleichsrechnungen mit dem Programm „Flex5“. Festgestellte Abweichungen bewegen sich im Rahmen technischer Toleranzen.

## 4.2 Extremlasten

Alle erforderlichen Auslegungslastfälle, entsprechend der Bewertungsgrundlage /2.1/ und /2.2/, sind in der Lastsimulation berücksichtigt worden. Die Extremlasten für die Windenergieanlage eno126 sind für die Koordinatensysteme Blattschnitte, Blattanschluss (nicht rotierend), Nabe (nicht rotierend), Nabenflange (rotierend und nicht rotierend), Turmkopf, Turmschnitte und Turmfuß ausgewertet worden. Die Koordinatensysteme sind in /1.1.1/ auf den Seiten 15 bis 17 dargestellt.

Die maximalen und minimalen Lasten der geprüften Auslegungslastfälle sind in /1.1.1/ wie folgt dargestellt:

- Blattschnitte mit und ohne Teilsicherheitsbeiwerten
- Blattanschluss (nicht rotierend) mit und ohne Teilsicherheitsbeiwerten

- Nabe (nicht rotierend) mit und ohne Teilsicherheitsbeiwerten
- Nabenflange (nicht rotierend) mit und ohne Teilsicherheitsbeiwerten
- Nabenflange (rotierend) mit Teilsicherheitsbeiwerten
- Turmkopf mit und ohne Teilsicherheitsbeiwerten
- Turmfuß mit und ohne Teilsicherheitsbeiwerten
- Turmschnitte mit und ohne Teilsicherheitsbeiwerten

#### 4.3 Betriebslasten

Die Betriebsfestigkeitslasten basieren auf Zeitreihen, die unter Berücksichtigung eines dreidimensionalen, stochastischen Windfeldes mit dem von Karman'schen Turbulenzmodell und einer Turbulenzintensität  $A$  gemäß DIN EN 61400-1 /2.2/ sowie einer Geländekategorie II gemäß DIBt /2.1/ ausgewertet wurden.

Die Lastwechsel der Zeitreihen wurden mit Hilfe des Rainflow-Verfahrens ausgezählt und unter der Annahme einer Rayleigh-Verteilung für die Windgeschwindigkeiten mit dem Bezugswert  $V_{ave} = 8,5$  m/s für eine Lebensdauer von 20 Jahren gewichtet und aufsummiert.

Die schädigungsäquivalenten Einstufenkollektive wurden unter Zugrundelegung von Wöhlerlinien mit einer konstanten Steigung von  $m = 4$  bis  $m = 12$  und einer äquivalenten Lastspielzahl von  $N = 4,74 \cdot 10^7$  berechnet. Der Teilsicherheitsbeiwert für die angegebenen Werte beträgt  $\gamma_F = 1,0$ .

Die geprüften Betriebslasten sind in den Koordinatensystemen für die Koordinatensysteme Blattsschnitte, Blattanschluss (nicht rotierend), Nabe (nicht rotierend), Nabenflange (rotierend und nicht rotierend), Turmkopf, Turmschnitte und Turmfuß ausgewertet worden.

Die Einstufenkollektive sind wie folgt in /1.1.1/ aufgeführt:

- Blattsschnitte
- Blattanschluss (nicht rotierend)
- Nabe (nicht rotierend)
- Nabenflange (rotierend und nicht rotierend)
- Turmkopf
- Turmfuß
- Turmschnitte

#### 4.4 Minimaler Turmfreigang

Der minimale Freigang zwischen Turm und Rotorblatt wurde unter Berücksichtigung der dynamischen Verformung für alle Lastfälle analysiert. Der Turmfreigang im unbelasteten Zustand beträgt 13,31 m. Der minimale Turmfreigang tritt bei dem Lastfall

DLC 1.3 mit einem Restabstand des Blattes zum Turm von 6,11 m (ohne Sicherheiten) auf. Der Freigang erfüllt damit die Anforderungen der Bewertungsgrundlage /2.2/.

#### **4.5 Auswertung nach DIBt**

Für die Auswertung des Lastfalls D.2 nach DIBt /2.1/ wurden die Betriebslastfälle für die maßgebende Beanspruchung mit einer Überschreitenswahrscheinlichkeit von  $p = 10^{-4}$  (17,52 Stunden in 20 Jahren) ausgewertet.

Für die Auswertung des Lastfalls D.3 nach DIBt /2.1/ wurden die Betriebslastfälle für die maßgebende Beanspruchung mit einer Überschreitenswahrscheinlichkeit von  $p = 10^{-2}$  (1752 Stunden in 20 Jahren) ausgewertet.

Die Bemessungslasten sind in /1.1.1/ angegeben.

## **5 Auflagen**

- 5.1 Wartungs- und Montagearbeiten an der Windenergieanlage, bei blockiertem Rotor sind maximal bis zu einer Windgeschwindigkeit von 12 m/s (10-Minuten-Mittelwert) zulässig.
- 5.2 Bei jeglichen Änderungen an den Anlagenkomponenten, die zu Abweichungen in den der ersten Eigenfrequenzen, aus Tabelle III des Anhangs, von mehr als 5% führen, müssen die Einflüsse auf die Auslegungslasten geprüft werden.

## 6 Zusammenfassung

Die Lastannahmen für die Windenergieanlage eno126 entsprechen den Anforderungen der Bewertungsgrundlage /2.1/ für die Windzone 4, Geländekategorie II, sowie der Bewertungsgrundlage /2.2/ für die Typenklasse IIA.

Die Auflagen aus Kapitel 5 sind zu beachten.

Änderungen der Anlagenausführung müssen vom DEWI-OCC GmbH geprüft werden, ansonsten verliert diese Gutachtliche Stellungnahme ihre Gültigkeit.

Cuxhaven, 30.10.2017

Verantwortlicher Experte

A handwritten signature in black ink, appearing to read "L. Steer", written over a horizontal line.

Laure Steer, M.Sc.

Sachverständiger DEWI-OCC GmbH

Nachgeprüft durch

A handwritten signature in black ink, appearing to read "C. Huber", written over a horizontal line.

Constantin Huber, M.Sc.

Sachverständiger DEWI-OCC GmbH



## Anhang – Allgemeine Anlagendaten

### I. Anlagendaten

Anlagenhersteller	eno energy systems GmbH Swienskühlenstraße 5 18147 Rostock Deutschland
Anlagenbezeichnung	eno126
Typ	Horizontale Achse mit drehzahlvariabler Betriebsführung
Rechnerische Lebensdauer	20 Jahre
Nennleistung	4000 kW
Rotordurchmesser	126 m
Anzahl der Rotorblätter	3
Leistungsregelung	Blattverstellung
Nennleistungsdrehzahl	11,5 1/min
Betriebsdrehzahl des Rotors	5,0 - 13,9 1/min
Nabenhöhe	137 m
Rotortyp	Luvseitig angeordneter Dreiblatt-Rotor
Drehrichtung	Uhrzeigersinn
<i>Windverhältnisse</i>	
Einschaltwindgeschwindigkeit	3,0 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	11,6 m/s
Ausschaltwindgeschwindigkeit	25,0 m/s
Montage- und Wartungswindgeschwindigkeit (10 min-Mittel)	12,0 m/s
1-Jahres-Wind (10 min-Mittel) ( $V_{m1}$ )	36,5 m/s
1-Jahre-Bö (3 s-Mittel) ( $V_{e1}$ )	47,6 m/s
50-Jahres-Referenzwind (10 min-Mittel) ( $V_{ref}$ )	45,6 m/s
50-Jahre-Bö (3 s-Mittel) ( $V_{e50}$ )	59,6 m/s
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit ( $V_{ave}$ )	8,5 m/s

## Spezifische Anlagendaten

### II. Zusätzliche Information

Getriebeverhältnis	119,44
Max. Blattverstellgeschwindigkeit	5°/s
Blattverstellbereich	0 - 95°
Blattmasse	15500 kg
Nabenmasse	33000 kg
Gondelmasse (ohne Rotor)	128800 kg
Turmmassee	414500 kg
Abstand des Gondelschwerpunktes zur Turm- achse (gegen die Windrichtung gemessen)	1,22 m
Abstand des Rotormittelpunktes zur Turmachse (entlang der Rotorachse)	4,3 m
Rotorblattkonuswinkel	2°
Neigungswinkel der Rotorwelle	5°

### III. Eigenfrequenzen

		Mode	Hz
Rotorblatt	Schlagrichtung	1.	0,752
		2.	1,938
	Schwenkrichtung	1.	1,046
		2.	3,206
Turm	Longitudinal (elastisches Fundament)	1.	0,155
		2.	0,970
	Lateral (elastisches Fundament)	1.	0,155
		2.	0,893