

**WES IBS GmbH**  
Abteilung Entwicklung  
Österstraße 15  
25693 St. Michaelisdonn

## **Optimierung einer Kleinwindanlage WESpe**

Abschlussbericht  
Fördervorhaben der  
Deutschen Bundesstiftung Umwelt  
Az.: 26149

von

Dipl. Ing. Klaus Ludolf Ibs

Oktober 2010

**WES IBS GmbH**  
Abteilung Entwicklung  
Österstraße 15  
25693 St. Michaelisdonn

## **Optimierung einer Kleinwindanlage WESpe**

Abschlussbericht  
Fördervorhaben der  
Deutschen Bundesstiftung Umwelt  
Az.: 26149

von

Dipl. Ing. Klaus Ludolf Ibs

Dezember 2010

<b>Projektkennblatt</b> der Deutschen Bundesstiftung Umwelt					
<b>Az</b>	26149	<b>Referat</b>	14	<b>Fördersumme</b>	280.000,- €
Antragstitel		Weiterentwicklung und Optimierung einer Kleinwindkraftanlage			
Stichworte		KWEA, WESpe			
<b>Laufzeit</b>	<b>Projektbeginn</b>	<b>Projektende</b>	<b>Projektphase(n)</b>		
2 ¼ Jahre	30.09.2008	31.12.2010	1		
<b>Zwischenberichte</b>	<b>Sachstandsmitteilungen:</b>		vom 5.02.2009, 31.03.2009, 4.05.2009		
Bewilligungsempfänger		<b>WES IBS GmbH</b> <b>Österstraße 15</b>  <b>25693 St. Michaelisdonn</b>		<b>Tel</b>	<b>04853-88198-11</b>
				<b>Fax</b>	<b>04853-881-98-99</b>
				<b>Projektleitung</b>	
				Dipl. Ing. Ludolf Ibs	
				<b>Bearbeiter</b>	
Kooperationspartner					
<p><b>Zielsetzung und Anlaß des Vorhabens</b></p> <p>Das Ziel der Entwicklung der WESpe war es, durch Kombination von neu entwickelten Komponenten eine innovative Kleinwindenergieanlage (KWEA) marktreif zu machen, die aufgrund ihrer Wirtschaftlichkeit das große Potential für KWEA in Deutschland und international erschließen und damit Modellcharakter besitzen sollte.</p> <p><b>Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden</b></p> <p>Um unsere Ziele zu erreichen hatten wir uns für den Entwicklungsweg entschieden, bereits im Jahr 2007 einen ersten Versuchsträger zu errichten. So konnten nötige Änderungen, die sich aus den Praxis- Erfahrungen, Simulationsrechnungen, Messergebnissen und Festigkeitsnachweisen ergeben hatten, sehr zeitnah an der laufenden Maschine umgerüstet und auf Ihr Laufverhalten hin untersucht werden.</p> <p>Im Vordergrund der Entwicklungsarbeit stand neben der technischen Optimierung einiger Bauteile, die Zertifizierung der WESpe nach DIN EN 61400-2 bzw. die Typenprüfung nach DIBT. Nur so kann ein möglichst reibungsloser und sicherer Markteintritt gewährleistet werden.</p>					
<small>Deutsche Bundesstiftung Umwelt • An der Bornau 2 • 49090 Osnabrück • Tel 0541/9633-0 • Fax 0541/9633-190 • http://www.dbu.de</small>					

## ***Ergebnisse und Diskussion***

Die Entwicklung der WESpe ist größtenteils abgeschlossen. Wie im Kapitel 5.3. ausführlich dargelegt, sind die einzelnen Komponenten nach bestem Wissen und Gewissen und dem aktuellen Stand der Technik konstruiert und nachgewiesen worden. Die Erfahrungen und Messungen aus dem Betrieb des Testträgers haben dabei einen wertvollen Beitrag geleistet. Relativ zeitnah wurden technische Neuerungen in die Testanlage eingebaut und auf Ihr Laufverhalten hin untersucht. Nur so war es möglich, die zur Verifizierung der Berechnungen erforderlichen Messungen beizubringen.

Im Mai 2009 wurde mit der DBU vereinbart, die Entwicklung durch die WES IBS GmbH (Antragsteller) auf eigene Kosten und unter eigener Regie fortzuführen. So haben sich auch die im Förderantrag noch aufgeführten Arbeitsschwerpunkte verschoben. Im Laufe der Entwicklungsarbeit hat sich mehr und mehr herauskristallisiert, dass der Arbeitsaufwand für die Zertifizierung und technische Optimierung der wesentlichen Bauteile, zum Zeitpunkt der Antragsstellung unterschätzt wurde. Es gibt eine Vielzahl von Bereichen, die im Rahmen der Entwicklung der WESpe noch weiter untersucht werden könnten. Aus Zeit und Kostengründen haben wir uns aber dazu entschieden, den Erfordernissen für einen baldigen Markteintritt gerecht zu werden. So ist auf weitere Entwicklung der Verkleidung und des Windleitbleches verzichtet worden, auch vor dem Hintergrund, weil die durchgeführten Versuche kaum Optimierungspotential versprochen haben.

## ***Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation***

Auf der Messe „New Energy“ in Husum 2009 haben wir einen Vortrag zum Thema „Lebensdauer von KWEA“ am Beispiel der WESpe gehalten. Im Jahr 2010 hielten wir einen Vortrag auf dem Techniker Stammtisch in Plön zum Thema KWEA am Beispiel der WESpe. Die WESpe ist seit dem auf verschiedenen Messen vorgestellt worden. U.a. auf der Norla in Rendsburg 2010 oder auch auf der Husum Wind Messe 2010. Hier wurde die WESpe in Betrieb mit einem Energiecontainer gezeigt. Dieser Energiecontainer ist eine gemeinsame Entwicklung der Firmen Johannes Hübner in Gießen und der WES IBS GmbH.

## ***Fazit***

Nicht alle im Förderantrag genannten Entwicklungsschritte konnten intensiv bearbeitet werden. Im Vordergrund des Projektes stand, die Komponenten des Testträgers soweit zu optimieren, dass ein sicherer, leistungsstarker und zuverlässiger Betrieb gewährleistet werden kann und dies zu wirtschaftlichen Bedingungen an guten Windstandorten (Windzone III+IV). Mit Erlangung der Typenprüfung nach DIBT für die WESpe mit 15m Turm und Kreuzfundament, ist der Markteintritt nun auch baurechtlich abgesichert. Für das Design Assessment nach IEC 61400-2 ist die Prüfung der maschinenbaulichen- und elektr. Komponenten noch nicht abgeschlossen. Die entsprechenden Unterlagen wurden eingereicht und mit einem Abschluß dieser Prüfung wird im 1. Quartal 2011 gerechnet. Die WESpe 5.0 ist für Starkwindstandorte entwickelt worden und kann dort auch an vielen Standorten wirtschaftlich betrieben werden. Für die windschwächeren Zonen (I+II), die über 90% der Landesfläche der Bundesrepublik Deutschland ausmachen, ist eine Weiterentwicklung der WESpe vorgesehen. Um einen wesentlichen Beitrag zur Dezentralisierung der Energieerzeugungsanlagen durch KWEA leisten zu können, ist jedoch in erster Linie eine angemessene Einspeisevergütung im EEG (Erneuerbaren- Energien- Gesetz) Grundvoraussetzung. Erst dadurch wird es den Entwicklern und Herstellern dieser Anlagen ermöglicht, auch kostenintensive Weiterentwicklungen vorzunehmen. Der Vergleich mit der PV-Branche zeigt, wie stark eine angemessene Vergütung die technische Weiterentwicklung und damit auch die Kostensituation beeinflussen. Seit Aufnahme der PV- Vergütung ins EEG, haben sich die Erstellungskosten binnen 8 Jahren, ca. halbiert. Eine ähnliche Entwicklung ist in der KWEA- Branche auch zu erwarten und den beteiligten Firmen nur zu wünschen.



# Inhaltsverzeichnis

	<u>Seiten</u>
1. Verzeichnis von Bildern, Tabellen	7
2. Verzeichnis von Begriffen, Abkürzungen und Definitionen	8-9
3. Zusammenfassung	10-11
4. Einleitung	11-16
5. Hauptteil	
5.1. Vermessungen	16ff.
5.1.1. yaw-Verhalten	17-18
5.1.2. Leistungskurve	19-24
5.1.3. Drehmomentmessung	24-26
5.1.4. Schallvermessung	27
5.1.5. Vermessung der Blattverstellmechanik	27-28
5.2. Typenprüfung/Zertifizierung	29ff.
5.2.1. Lastberechnung	30-32
5.2.2. Festigkeitsnachweise	33
5.2.3. Sicherheitssystem und Handbücher	34
5.2.4. Turm + Fundament	34
5.3. Anlagentechnik	35ff.
5.3.1. Technische Daten WESpe 5.0	35-38
5.3.2. Rotor	38-39
5.3.3. Maschinenbauliche Komponenten	40-41
5.3.4. Verkleidung/Windleitblech	41-42
5.3.5. Elektrische Komponenten	42-43
5.3.6. Turm	43-44
5.3.7. Fundament	44-45
5.4. Diskussion der Ergebnisse	46-49

5.5. Ökologische, Ökonomische und technologische Vorhabensbewertung	49-51
5.6. Verbreitung der Vorhabensergebnisse	51
6. Fazit	51-52
7. Literaturverzeichnis	53
Anhänge	54ff.

# 1. Verzeichnis von Bildern, Tabellen

	<u>Seiten</u>
<i><b>Abb.1.</b> Messaufbau yaw- Verhalten</i>	17
<i><b>Abb. 2.</b> yaw- Verhalten der Anlage bei 12 bis 16m/s Windgeschw.</i>	18
<i><b>Abb. 3.</b> Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 27.01 bis 4.03.2010</i>	21
<i><b>Abb. 4.</b> Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 27.01 bis 4.03.2010</i>	22
<i><b>Abb. 5.</b> Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 23.10 bis 4.11.2010</i>	23
<i><b>Abb. 6.</b> Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 23.10 bis 4.11.2010</i>	23
<i><b>Abb. 7.</b> Drehmomentmessung beim Bremsen vom 4.11.2009</i>	25
<i><b>Abb. 8.</b> Drehmomentmessung beim Bremsen vom 24.10.2010</i>	26
<i><b>Abb. 9.</b> Messvorrichtung Blattverstellung</i>	28
<i><b>Abb. 10.</b> Messkurve</i>	28
<i><b>Abb.11.</b> Drehmomentverlauf unterschiedlicher Rotorblattkonfigurationen</i>	31
<i><b>Abb. 12.</b> Drehmomentverlauf in Abhängigkeit von Drehzahl und Windgeschw.</i>	32
<i><b>Abb. 13.</b> Foto WESpe</i>	35
<i><b>Abb. 14.</b> Prinzipskizze Aufbau Gondel Wespe</i>	36
<i><b>Abb. 15.</b> Rotordarstellung WESpe</i>	38
<i><b>Abb. 16.</b> Auslegung Tellerfeder</i>	39
<i><b>Abb. 17.</b> Optimierung des M-Trägers mittels FEM</i>	40
<i><b>Abb. 18.</b> Umströmung des Korpus der WESpe</i>	41
<i><b>Abb. 19.</b> Bremsmoment als Funktion der Drehzahl</i>	42
<i><b>Abb. 20.</b> Statisches Campell Diagramm</i>	44
<i><b>Abb. 21.</b> Gesamtansicht WESpe mit Punktfundamenten</i>	45
<i><b>Abb. 22.</b> Windlastzonen in Deutschland</i>	47
<i><b>Abb. 23.</b> Foto Energiecontainer mit WESpe</i>	48

## 2. Verzeichnis von Begriffen, Abkürzungen und Definitionen

**DIBT<sub>1</sub>**: Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;

**Simulationsrechnung<sub>2</sub>**: Lastermittlung mittels spezieller Software z.B. Flex 5;

**Kreuzfundament<sub>3</sub>**: kreuzförmiges Betonstahlfundament;

**Windklasse<sub>4</sub>**: nach DIN EN 61400-2, Seite 21;

**Windzone<sub>5</sub>**: nach DIBT Richtlinien für WEA, Anhang B;

**free-yaw<sub>6</sub>**: es besteht keine motorische oder hydr. Zwangsnachführung für die Windnachführung (yaw);

**pitchen<sub>7</sub>**: verdrehen der Rotorblätter;

**aerodynamisches Gehäuse<sub>8</sub>**: Gehäuseform strömungstechnisch optimiert;

**Windleitblech<sub>9</sub>**: abgekantetes Alu- Blech welches hinter dem Turm positioniert und am Maschinenhaus befestigt ist;

**Turmschatten-Effekten<sub>10</sub>**: turbulente Nachlaufströmung hinter dem Turm (Leeseitig)

**Wechselrichter (WR)<sub>11</sub>**: wird bei drehzahlvariablen Anlagen zur Anpassung des Spannung und der Frequenz an die Netzbedingungen des EVU eingesetzt;

**Seriensteuerung<sub>12</sub>**: Anlagenüberwachung mittels Software (z.B. SPS) und Sensoren;

**FEM- Bauteilnachweise<sub>13</sub>**: Strukturanalyse von Bauteilen mittels der Finite- Elemente-Methode;

**Blatt- Führungsrohre<sub>14</sub>**: das Rotorblatt- Profil (CK220) ist mit dem Führungsrohr verschraubt. Das Profil trägt größtenteils nicht selbst und dient als Auftriebskörper;

**$c_p$  <sub>15</sub>**: Aerodynamischer Leistungsbeiwert

**Zertifizierung<sub>16</sub>**: Norm zur Auslegung und Prüfung von KWEA nach DIN EN 61400-2

**drehzahlstarrer Betrieb<sub>17</sub>**: die KWEA wird mit einer festen Drehzahl (bei polumschaltbarem Generator auch mit zwei Drehzahlen) betrieben;

**„gutmütiges“ Blattprofil<sub>18</sub>**: Rotorblatt- Profil, welches auch bei turbulenten Strömungen eine geringe Geräuschemission aufweist;

**autark<sub>19</sub>**: eigenständige Energieversorgung von z.B. Haushalten;

**dezentrale Energieversorgung<sub>20</sub>**: Energieerzeugung an vielen verschiedenen Standorten zur Entlastung der Netze und Verringerung der Verluste, nicht zentral;

**Erneuerbaren- Energien- Gesetz (EEG)<sub>21</sub>**: Das EEG ist ein Bundesgesetz u.a. zur Regelung der Einspeisevergütung von Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien (jüngste Fassung von 2009);

**EEG- Novellierung<sub>22</sub>**: Anpassung des EEG an die veränderten Bedingungen des Marktes und dem jeweiligen Stand der Technik (nächste Novelle 2012);

**Geländerauhigkeit<sub>23</sub>**: In der DIN 1055-4 ist die Regelung für den Einfluß der Geländerauhigkeit definiert. Im Wesentlichen wird damit die Umgebungsturbulenz ermittelt;

**Design assessment<sub>24</sub>**: ist ein Teilbereich der Zertifizierung und betrifft die Überprüfung der Konstruktion;

**Asynchrongenerator<sub>25</sub>**: Dieser Generator besitzt einen passiven Läufer und kann Generator oder Motor meist nur mit einer Drehzahl betrieben werden (wenn nicht doppelt gespeist);

**permanenterregter Synchrongenerator<sub>26</sub>**: der Stator ist mit Magneten bestückt, die das elektr. Feld induzieren. Ein drehzahlvariabler Betrieb ist unter Verwendung eines Wechselrichters möglich;

**DC/AC<sub>27</sub>**: Gleichspannung/ Wechselfspannung;

**Telemetrie<sub>28</sub>**: Messdatenerfassung bei der Drehmomentmessung

**Pulsweitenmodulation<sub>29</sub>**: bei konstanter Frequenz wird der Tastgrad (Breite) des Signals moduliert, um eine optimale Leistungskurve zu erreichen;

**passive Blattverstellung<sub>30</sub>**: d.h. die Blattverstellung wird nicht elektr. oder hydr. erzwungen, sondern erfolgt „passiv“, über die Zentrifugalkraft geregelt;

**Schnelllaufzahl<sub>31</sub>**: ist das Verhältnis (der Quotient) zwischen Blattspitzengeschwindigkeit und Windgeschwindigkeit;

**Tangentialgeschwindigkeit<sub>32</sub>**: Umfangsgeschwindigkeit;

**Jütrohr (Jütbaum)<sub>33</sub>**: wird zum Aufrichten des Turmes benötigt, vergl. Masten bei Segelschiffen;

**Standart- Weibullverteilung<sub>34</sub>**: übliche Methode die zeitlichen Häufigkeiten der verschiedenen Windgeschwindigkeiten mathematisch zu beschreiben.

**Vertikalläufer<sub>35</sub>**: der Rotor läuft an einer senkrechten Welle

**Horizontalläufers<sub>36</sub>**: Rotor mit horizontaler Lage der Drehachse

### 3. Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Fördervorhabens stand neben der technischen Optimierung der Klein Windenergieanlage WESpe, die Erlangung der Typenprüfung nach DIBT<sub>1</sub><sup>[1]</sup> für diese Anlage im Vordergrund. Dabei wurde der bereits errichtete Testträger u.a. auch zur Verifizierung der Ergebnisse der Simulationsrechnung<sub>2</sub> genutzt.

Gegenüber den damals im Antrag formulierten Entwicklungsschwerpunkten haben sich im Laufe des Projektes die Aufgabenbereiche z.T. deutlich verschoben. Das Ziel, eine leistungsstarke, innovative und marktorientierte Anlage zu entwickeln ist gelungen. So ist die Typenprüfung am 17.09.2010 für die WESpe mit 15m Turm und Kreuzfundament<sub>3</sub> erteilt worden (Anhang 1). Durch die bereits umgesetzten Optimierungen hat sich die Kostensituation ebenfalls verbessert. So kann die Serienanlage entgegen den damals im Antragsverfahren noch aufgeführten möglichen Serienpreis, nun doch noch deutlich günstiger angeboten werden. Damit können auch Standorte mit geringerer Windhöffigkeit und somit ein größerer Kundenkreis bedient werden. Es ist vorgesehen, die WESpe 5.0 für Binnenlandstandorte weiter zu entwickeln. Dabei soll u.a. durch die Festlegung einer anderen Windklasse<sub>4</sub> bzw. Windzone<sub>5</sub>, der Rotordurchmesser erhöht werden, ohne die Lasten zu erhöhen.

Bei der WESpe 5.0 handelt es sich um einen free- yaw<sub>6</sub> Leeläufer mit 4-Blatt Rotor und einem Rotordurchmesser von 5.0m. Die Simulation zur Ermittlung der Lasten für solche Anlagen ist noch wenig erprobt aber ein geeignetes Instrument, um möglichst realistische Belastungen an der Anlage zu errechnen und unnötige Sicherheitsaufschläge, wie in der DIN EN 61400-2 <sup>[2]</sup> für einfache Lastberechnung gefordert, zu vermeiden. Dies setzt natürlich voraus, dass die Lastrechnung durch Messungen verifiziert werden müssen. So ist die „WESpe“ eine der ersten Anlage dieses Typs, für die Simulationsrechnungen durchgeführt wurden. Dies war nur durch die die Berechnungen flankierenden Messungen möglich. Insbesondere die Kombination 4-Blat Rotor, free- yaw und Leeläufer ist doch relativ selten auf dem Markt zu finden.

Die aus den Ergebnisse der Messungen, Simulationsrechnungen und insbesondere dem Laufverhalten des Testträgers gewonnenen Erkenntnisse sind möglichst zeitnah in Form von technischen Modifikationen in die Anlagentechnik eingeflossen. Heute können wir eine Anlage für Starkwindstandorte präsentieren, die bereits über mehr als 3 Jahre ohne nennenswerte Fehler betrieben wird. Die jüngste Modifikation,

die Errichtung des 15m Mastes, liegt bereits 11 Monate zurück und kann damit auch als erprobt bezeichnet werden. Der Markteintritt wird zu Beginn des kommenden Jahres erfolgen.

Diese Weiterentwicklung wurde von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt Az.: 26149 gefördert.

## 4. Einleitung

Das Ziel der Entwicklung der WESpe war es, durch Kombination von neu entwickelten Komponenten eine innovative Kleinwindenergieanlage (KWEA) marktreif zu machen, die aufgrund ihrer Wirtschaftlichkeit das große Potential für KWEA in Deutschland und international erschließen, und damit Modellcharakter besitzen sollte.

Das Besondere der WESpe sind die eigen entwickelten Komponenten einer Fliehkraft-Blattverstellung (Pitch)<sup>7</sup> zur Leistungssteuerung und Drehzahlbegrenzung, ein aerodynamisches Gehäuse<sup>8</sup> zur Leistungssteigerung bei Auslegung als Leeläufer und eines Windleitbleches<sup>9</sup> zur Unterstützung der Windnachführung und Verminderung der Turmschatten-Effekten<sup>10</sup>.

Um die gesetzten Ziele zu erreichen, waren die genannten Komponenten zu optimieren und weitere Bauteile in die Entwicklung einzubinden. Aus Effektivitäts- und Kostengründen sollte auch die Fundamentkonstruktion untersucht, der Wechselrichter (WR)<sup>11</sup> in Abstimmung mit dem Hersteller weiterentwickelt, und eine Seriensteuerung<sup>12</sup> konzipiert werden. Weiterhin waren externe Sachverständige zu beauftragen, um den im Ergebnis dieses Projektes entwickelten seriennahen Prototypen in seinen technischen Merkmalen (Betriebsfestigkeit, Schall-, Leistungs- und Lastmessungen) zu charakterisieren und aus zu legen.

Der Entwicklung der WESpe lag dabei ein Ansatz zugrunde, der so von anderen Anlagenentwicklern in der Kombination bisher nicht verfolgt wurde. Hier sind die Punkte zu nennen:

- Lee-Läufer-Prinzip (wird auch von Aerosmart verwendet),
- Einsatz einer Blattverstellmechanik im Gegensatz zum Stall-Prinzip,
- Leistungssteigerung durch ein aerodynamisches Gehäuse,
- Windleitblech zur Verringerung der Turmschatten-Effekte,
- Verwendung von 4 Rotorblättern
- Umfangreiche Messungen zur Verifizierung der Lastannahmen
- FEM- Bauteilnachweise<sup>13</sup> zur Optimierung der Konstruktion
- Wirtschaftlichkeit auch an windschwächeren Standorten

Um unsere Ziele zu erreichen hatten wir uns für den Entwicklungsweg entschieden, bereits im Jahr 2007 einen ersten Versuchsträger zu errichten. Die Erfahrungen aus der Praxis flossen in die Weiterentwicklung ein und der erste seriennahe Prototyp sollte im Rahmen des Fördervorhabens errichtet werden. Neben dem Testträger, der im Laufe der Entwicklungsarbeit zu einem seriennahen Prototypen umgerüstet wurde, ist seit November 2010 ein zweiter Prototyp errichtet worden. Der Standort befindet sich im Dieksanderkoog, einem der windreichsten Regionen Deutschlands, direkt hinter dem Außendeich.

Die Weiterentwicklung der Blattverstellung war ein wesentlicher Bestandteil der Entwicklungsarbeit. Durch Messungen am Testträger sowie Beobachtung des Laufverhaltens, sollte die Blattverstellung in Abhängigkeit des Verschleiß-, Brems- und Drehzahlverhaltens weiterentwickelt werden um einen sicheren, leistungsstarken und ruhigen Betrieb zu erreichen. Die Herausforderung hier war, die Komponenten dieser neuartigen Blattverstell-Mechanik so auszulegen, dass ein gleichmäßiges und definiertes Pitchen der Rotorblätter in Abhängigkeit zur Drehzahl stattfindet. Dieses ist einerseits abhängig von der Materialauswahl und andererseits von der konstruktiven Auslegung der beweglichen Teile der Mechanik und den speziell für unseren Anwendungsfall auszulegenden Tellerfedern. So waren beispielsweise die Toleranzen der beim Versuchsträger verwendeten Tellerfedern, für das erforderliche Verhalten zu groß (+-10%). Weiterhin waren die zu verwendenden Materialien bezüglich ihrer Eigenschaften zu bestimmen. Im Ergebnis sollte dieser neuartige Pitch- Mechanismus die festen Vorgaben unserer Berechnungen erfüllen.

Die Rotorkonstruktion hat einen Einfluss auf den Pitch-Mechanismus. Die Größe und das Gewicht der Rotorblätter ergeben die zu regelnden Kräfte beim Pitchen. Daher war auch der Rotor zu optimieren. Es ist z.B. bei der Materialauswahl für die Blatt-Führungsrohre<sup>14</sup> aus Gründen der Gewichtsreduktion darauf geachtet worden, einen hochbiegewechselfesten (42 CrMo4) Werkstoff zu verwenden. Ferner hat sich bei der FEM- Berechnung der Rotorblätter ergeben, dass die Blattrohre kürzer gewählt



werden können. Diese Gewichtsreduktion hat u.a. das yaw- Verhalten beeinflusst. Parallel war die Verstellmechanik der neuen Gewichtsverteilung an zu passen. Die Gehäuseform der WESpe sollte aus aerodynamischen Gesichtspunkten optimiert werden. Das Ziel dieses Entwicklungsschrittes war möglichst exakt zu bestimmen, inwieweit eine optimierte Verkleidung noch zur Verbesserung der Leistungskennlinie führen konnte. Insbesondere sollte die Form und die Position der Verkleidung den rechnerisch ermittelten Werten angepasst werden.

Das Windleitblech hat u.a. die Funktion die Windnachführung der Anlage zu unterstützen und insbesondere die Turmschatteneffekte<sub>10</sub> zu vermindern. Auch hierfür sollte die Konstruktion untersucht und ggf. noch verbessert werden.

Der Versuchsträger ist auf fünf Beton-Punktfundamenten gegründet. Die Anlage selbst steht auf dem mittleren Teil und wird über 4 Seile abgespannt. Die Lager für die Abspannseile sind im Abstand von ca. 6 Metern angeordnet. Die Herstellung von Punktfundamenten aus Beton ist zeit- und kostenintensiv. Der Einsatz von alternativen Fundamenten in Verbindung mit einer geeigneten Turmkonstruktion war zur Kostenoptimierung zu untersuchen.

Je Bodenbeschaffenheit kann hier auch über den Einsatz von Schraubanker-Fundamenten nachgedacht werden. Möglicherweise kommt auch der Einsatz eines Gittermastes in Betracht. Hierfür war ebenfalls die Fundamentkonstruktion an zu passen.

Beim ersten Versuchsträger ist ein Wechselrichter der Firma SMA im Einsatz, der einerseits den gleichgerichteten Strom des Generators in netzfähigen Wechselstrom umrichtet und andererseits über die Spannung die Drehzahl des Generators regelt. Hierfür war eine Kennlinie des Wechselrichters zu programmieren bzw. erst einmal die Grundlage hierfür zu schaffen.

Gesucht wurde die für den Rotor optimale Kennlinie, damit die Anlage bei jeder Windgeschwindigkeit mit dem optimalen Wirkungsgrad  $c_p$ <sub>15</sub> läuft. In Zusammenarbeit mit WR- Herstellern waren die Möglichkeiten zur Optimierung des Gesamtwirkungsgrades der WESpe zu untersuchen. Ferner war der Einsatz eines an die WESpe angepassten WR vorgesehen.

Für die Serienanlage war ebenfalls eine Steuerung zu entwickeln, die die Sensorik<sub>17</sub> überwacht und bei Überschreiten der Grenzwerte zu einem sicheren Anlagenstopp

führt. Die möglichen Betriebszustände und die damit verbundenen Fehlermeldungen der Anlage mussten hierfür definiert werden. Nach Erstellung der Logik für die Anlagensteuerung war ein Fertigungsplan zu erstellen. Die entsprechenden Bauteile wurden beschafft, die Steuerung gefertigt und im Anlagenbetrieb die Logik der Programmierung bei unterschiedlichen Windbedingungen getestet.

Die Optimierungen der einzelnen Komponenten machte den Bau einer neuen Anlage erforderlich. Eine lückenlose Dokumentation über die Entwicklungs- und Arbeitsschritte war hierbei von wichtiger Bedeutung, um die Reproduzierbarkeit der Vorgänge sicher zu stellen. Der neue Standort war zu projektieren und die neue Anlage zu fertigen.

Parallel zur Optimierung der WESpe stand die Bearbeitung der Unterlagen und Berechnungen für die Typenprüfung/ Zertifizierung<sup>16</sup> im Vordergrund.

An dieser Stelle sei kurz erwähnt, dass der Aufwand zur Bearbeitung der Typenprüfungsunterlagen erheblich unterschätzt wurde. Dies ist auch der Grund dafür, warum sich die zu Beginn des Fördervorhabens noch festgelegten Ziele, im Laufe des Projektfortganges in einigen Bereichen verschoben haben.

Derzeit ist auf dem deutschen Markt unseres Wissens nach nur eine Kleinwindenergieanlage (KWEA) zu erwerben, die die deutschen Standards erfüllt und gleichzeitig so günstig ist, dass ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Die Anlage des Typs „easy wind“ liegt im selben Preis- Leistungsbereich wie die WESpe. Mit 6 kW- Nennleistung, 6m Rotordurchmesser und einem 19m Turm, ist diese Anlage bei einem geringfügig höheren Verkaufspreis, möglicherweise wirtschaftlicher. Der drehzahlstarre Betrieb<sup>17</sup> lässt jedoch vermuten, dass die „easy wind“ einen höheren Schalleistungspegel aufweist als die WESpe, die durch den drehzahlvariablen Betrieb und das „gutmütige“ Blattprofil<sup>18</sup> für einen geräuscharmen Betrieb Garant stehen. Insbesondere an sensiblen Standorten ist damit die WESpe im Vorteil. Der Markt für KWEA ist in den vergangenen Jahren sehr unübersichtlich geworden. Es gibt viele neuartige Konzepte und Hersteller, die aber zur Zeit noch nicht ernsthaft konkurrenzfähig sind, da u.a. häufig die Zertifizierung bzw. Typenprüfung für diese Anlagen noch fehlen und/oder kaum Erfahrungen aus dem Betrieb vorhanden sind.

Damals strebten wir einen Verkaufspreis der WESpe von netto 17.500 € komplett ab Oberkante Fundament an. Bei diesem Preis ist die Wirtschaftlichkeit für den

Anlagenbetreiber an windstarken Standorten meist gegeben. Aus heutiger Sicht kann der damals angesetzte Preis noch unterschritten werden, wenn die Stückzahlen über 50 Anlagen pro Jahr betragen. Wir kalkulieren derzeit einen Verkaufspreis ab Werk von 17.000,- €.

Eine Weiterentwicklung der WESpe 5.0 ist vorgesehen um auch an Binnenland-Standorten, einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen zu können. Anstatt der bisher festgelegten Windklasse II ( $V_{ave}=8,5\text{m/s}$ ), soll im zweiten Schritt die Auslegung nach Windklasse S, entsprechend Windzone 2 nach DIBT erfolgen. So kann der Rotordurchmesser erhöht werden, ohne die Lasten zu erhöhen. Angestrebt ist ein Rotordurchmesser von bis zu 6,5m verbunden mit einer Reduzierung der Nennleistung auf ca. 4,5 kW. Dadurch soll der Jahresenergieertrag an windschwächeren Standorten um fast 50 %, bei kaum höheren Verkaufspreisen, erreicht werden. So kann das Marktvolumen und damit der Anteil der „quasi autarken“<sup>19</sup> Haushalte weiter erhöht werden.

Die breit gestreute dezentrale Energieversorgung<sup>20</sup> von Haushalten und kleineren Gewerbebetrieben durch die Einbindung von KWEA in die Energieversorgung, führt in der Summe zu erheblichen positiven umweltrelevanten Effekten.

Für eine Abschätzung des heutigen Marktpotentials haben wir für die Gemeinde unseres Firmensitzes die Anzahl möglicher Standorte vorgenommen. Hier sind über 60 Standorte möglich. Bricht man diese Annahme auf den Kreis Dithmarschen hoch und fügt Unsicherheitsabschläge hinzu, kommt man auf über 1.700 Anlagen. Hochgerechnet auf die Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen ergibt sich damit ein Marktpotential von über 60.000 Anlagen. Dies entspricht 300 MW Nennleistung bzw. der Nennleistung von 150 Anlagen der 2 MW-Klasse.

Im Vergleich zu den Angaben der American Wind Energy Association<sup>[3]</sup> zum Potential der Kleinwindanlagen in Amerika in Höhe von 50.000 MW im Jahr 2020, ist unsere Schätzung nicht übertrieben.

Wesentlich für den Ausbau der Kleinwindenergieanlagen (KWEA) in Deutschland und auch international ist die Vergütungshöhe für die erzeugte Leistung. Zurzeit ist der deutsche Markt noch dadurch gehemmt, da es hierfür keine gesonderte Vergütungsregelung im Erneuerbaren- Energien- Gesetz (EEG)<sup>21</sup> gibt. Für das

innerdeutsche Marktpotential hängt es im Wesentlichen davon ab, ob im Rahmen der EEG- Novellierung<sup>22</sup> im Jahr 2012, eine angemessene Vergütungsregelung für Windstrom aus KWEA aufgenommen wird.

Die WESpe wurde vorrangig für den Deutschen Markt entwickelt. Einsatzbereich der WESpe ist die Stromerzeugung zur Unterstützung des Eigenverbrauches für Haushalte, kleinere Gewerbebetriebe und landwirtschaftliche Betriebe.

Mit Umsetzung dieser technischen Zielvorgaben ist ein Absatz der WESpe in höheren Stückzahlen möglich. Das Interesse von potentiellen Kunden an wirtschaftlichen KWEA zeigt, dass die von uns angestrebte Zielgruppe und damit entsprechende Stückzahlen auch in bedeutender Größenordnung erreicht werden können. Dies haben viele Anfragen ergeben, wie z.B. auf der Messe Husum Wind in diesem Jahr. Eine Serienfertigung, bei Aufstockung entsprechender Ressourcen in unserem Unternehmen, ist kurzfristig vorgesehen.

## **5. Hauptteil**

Der Schwerpunkt der Entwicklungsarbeit und damit auch dieses Abschlußberichtes, liegt im Bereich der Vermessung und der daraus resultierenden Messergebnisse. Ein zweiter Schwerpunkt ist das Verfahren zur Erlangung der Typenprüfung, mit einem besonderen Augenmerk auf die Lastannahmen und die technische Weiterentwicklung der einzelnen Komponenten.

### **5.1. Vermessungen**

An der WESpe wurden und werden zur Zeit immer noch umfangreiche Messungen durchgeführt. So hat sich bei den Berechnungen der Lasten herausgestellt, dass es diesbezüglich kaum Erfahrungen für KWEA wie die WESpe gibt. Dafür wurde neben der Vermessung der Leistungskurve und des Drehmomentes, zusätzlich noch das yaw- Verhalten mittels Beschleunigungssensoren ermittelt. Das yaw- Verhalten hat einen ganz wesentlichen Einfluß auf die Rotorlasten, aber auch auf die nachgelagerten Komponenten.

### 5.1.1. Yaw-Verhalten

Zur Vermessung des Yaw- Verhaltens war es erforderlich, einen Wegsensor so anzubringen, dass ein freies Drehen der Anlage trotzdem gewährleistet bleibt und das Turmlager nicht ausgetauscht werden musste.



Abb. 1 Messaufbau yaw- Verhalten

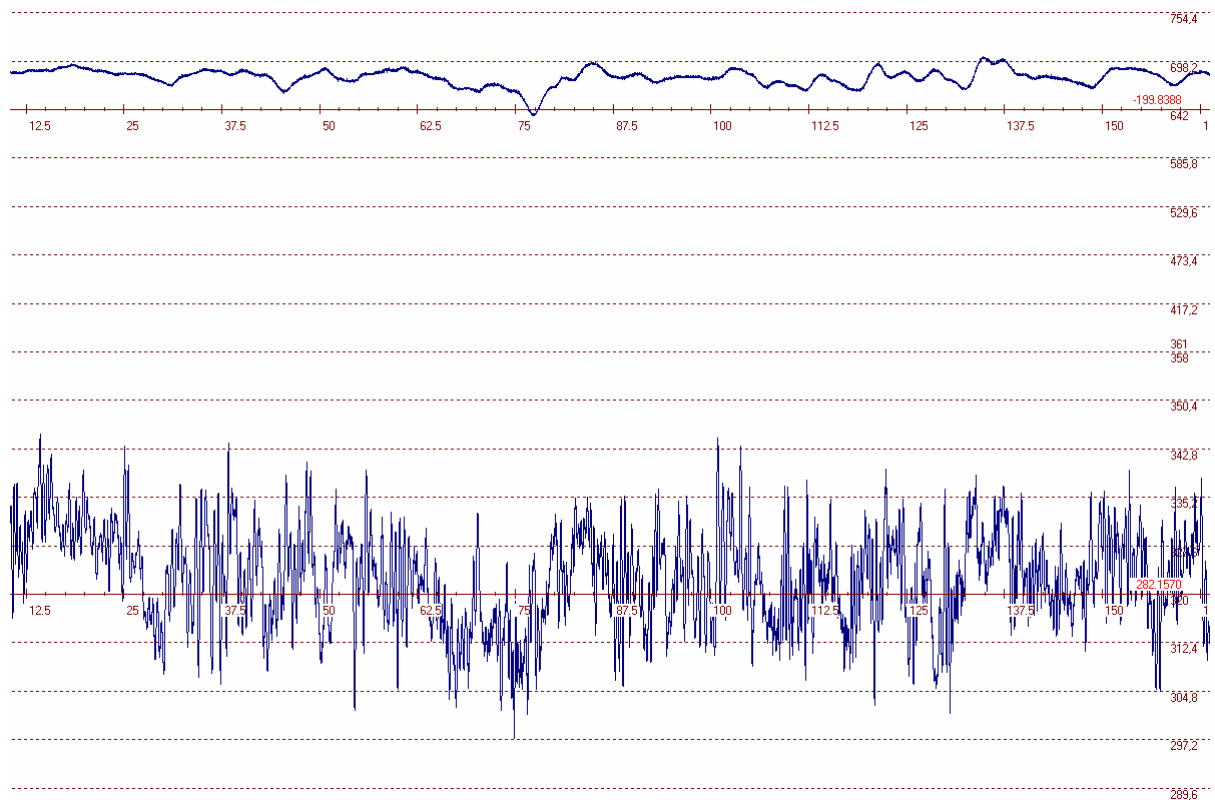


Abb. 2 yaw- Verhalten der Anlage bei 12 bis 16m/s Windgeschw.

In Abb. 2 ist deutlich zu erkennen, dass der Azimutwinkel (obere Kurve), relativ gut der Windrichtung (untere Kurve) folgt. Auch ist zu erkennen, dass die Windrichtung stark variiert und das, obwohl der Standort des Testträgers eine relativ geringe Geländerauhigkeit<sub>23</sub> aufweist.

Die yaw- Geschwindigkeit wurde mittels Ablesen in den verschiedenen Grafiken ermittelt. Die waagerechten Achsen stellen die Zeitachsen dar und auf der senkrechten Achse rechts, ist der yaw- Winkel ab zu lesen. Das der yaw - Winkel größer 360° ist, liegt an dem Messaufbau. Wenn sich die Anlage um mehr als 360° verdreht hat, springt der Sensor nicht auf 0° zurück sondern zählt weiter. Wichtig für die Messung war aber nicht die yaw- Position sondern die yaw- Geschwindigkeit. Die Auswertung aus verschiedenen Messbereichen hat eine max. yaw- Geschwindigkeit von ca. 30%/s ergeben. Diese Messergebnisse sind in die Simulationsrechnung zur Ermittlung der Lasten eingeflossen.



### 5.1.2. Leistungskurve

Die Leistungskurve der Anlage ist wohl neben der technischen Verfügbarkeit und Langlebigkeit das wesentliche technische Merkmal einer Windenergieanlage (WEA). Die Vermessung hat nach den Vorgaben der IEC 61400-12-1<sup>[4]</sup> zu erfolgen, bei der die Verwendung von 1 min Mittelwerten vorzusehen ist. Dieser gegenüber den Großwindanlagen geforderte geringere Mittelungszeitraum ist für KWEA auch sinnvoll, da in viel geringeren Nabenhöhen gemessen wird und hier die mittlere Windgeschw. nur sehr selten im 10min Mittel oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit liegt. Für das Design assessment<sub>24</sub> nach DIN EN 61400-2 und die Typenprüfung nach DIBT ist die Vorlage der Leistungskurve nicht erforderlich. Um jedoch die Anlage nach DIN EN 61400-2 zertifizieren zu lassen, ist eine vermessene Leistungskurve Voraussetzung.

Selbstverständlich geht die Leistungskurve auch in die Lastenrechnung mit ein und sollte somit fester Bestandteil jeder WEA- Entwicklung sein.

Die einfache Impulstheorie liefert die Grundbeziehung für die mechanische Leistungsabgabe des Rotors. Die aerodynamische Rotortheorie, namentlich die „Blattelemttheorie“, vermittelt den Zusammenhang zwischen der geometrischen Gestalt einer realen Rotorkonfiguration und seiner Leistungscharakteristik. Mit Hilfe des Rotorleistungsbeiwertes  $c_p$  berechnet sich die Rotorleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit nach folgender Beziehung:

$$P = c_p \cdot \rho / 2 \cdot v_w^3 \cdot F$$

mit:

F= Rotorkreisfläche (m<sup>2</sup>)

v<sub>w</sub>= Windgeschwindigkeit (m/s)

c<sub>p</sub>= Rotorleistungsbeiwert (-)

ρ= Luftdichte (kg/m<sup>3</sup>); 1,225 Kg/m<sup>3</sup> bei NN

P= Rotorleistung (W)

Der Leistungsbeiwert wird für ein bestimmtes Verhältnis von Rotordrehzahl und Windgeschwindigkeit, das heißt einer vorgegebenen Schnelllaufzahl, berechnet <sup>[5]</sup>.

Der ideale Leistungsbeiwert beträgt nach Betz 0,593.

Moderne, drehzahlvariable Anlagen erreichen heutzutage einen Leistungsbeiwert von bis zu 0,5. Dies ist aber nur durch den Einsatz optimaler Rotorblattprofile und

einer dazu exakt abgestimmten Anlagensteuerung zu erreichen. Hierdurch wird neben dem Drehzahlverhalten auch die Blattverstellung genau regelt.

Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist dieser Aufwand für KWEA nicht darstellbar. Ein wesentlicher Aspekt zum Erreichen einer optimalen Leistungskurve ist auch der Einsatz eines an die Anlagenregelung exakt angepassten Umrichters (WR) erforderlich. Zur Zeit gibt es auf dem Markt für KWEA zwei nennenswerte Hersteller (SMA, Sieb & Meyer) solcher Wechselrichter, die aber nicht auf die jeweilige Anlagenkonfiguration optimal angepasst sein können, sondern einen möglichst breiten Markt erreichen wollen.

Gegenüber einer drehzahlstarrten Anlage, die mittels eines Asynchrongenerators<sup>25</sup> betrieben wird, hat die drehzahlvariable Anlage neben der höheren Leistungsausbeute den weiteren Vorteil, dass der Schallleistungspegel in der Regel geringer ist. Dies kommt insbesondere KWEA zu gute, die ja meist gebäudenah errichtet werden. Aus diesem Grunde hat man sich bei der Entwicklung der WESpe für den Einsatz eines permanenterregten Synchrongenerator<sup>26</sup> in Verbindung mit einem Wechselrichter entschieden.

Die Vermessung der Leistungskurve läuft seit Januar 2010. Hierfür war die Errichtung eines Messmastes erforderlich, an den eine Windfahne zur Ermittlung der Windrichtung und 2 Anemometer in unterschiedlichen Höhen, zur Messung der Windgeschwindigkeit und der Turbulenz, angebracht wurden.

Seit Beginn der Messungen hat es erst eine Windperiode gegeben, bei der die Abschaltwindgeschwindigkeit (20m/s) erreicht wurde. Leider hatten wir in dem Zeitraum den WR- nicht optimal eingestellt, so dass wir nun auf eine weitere Starkwindperiode warten.



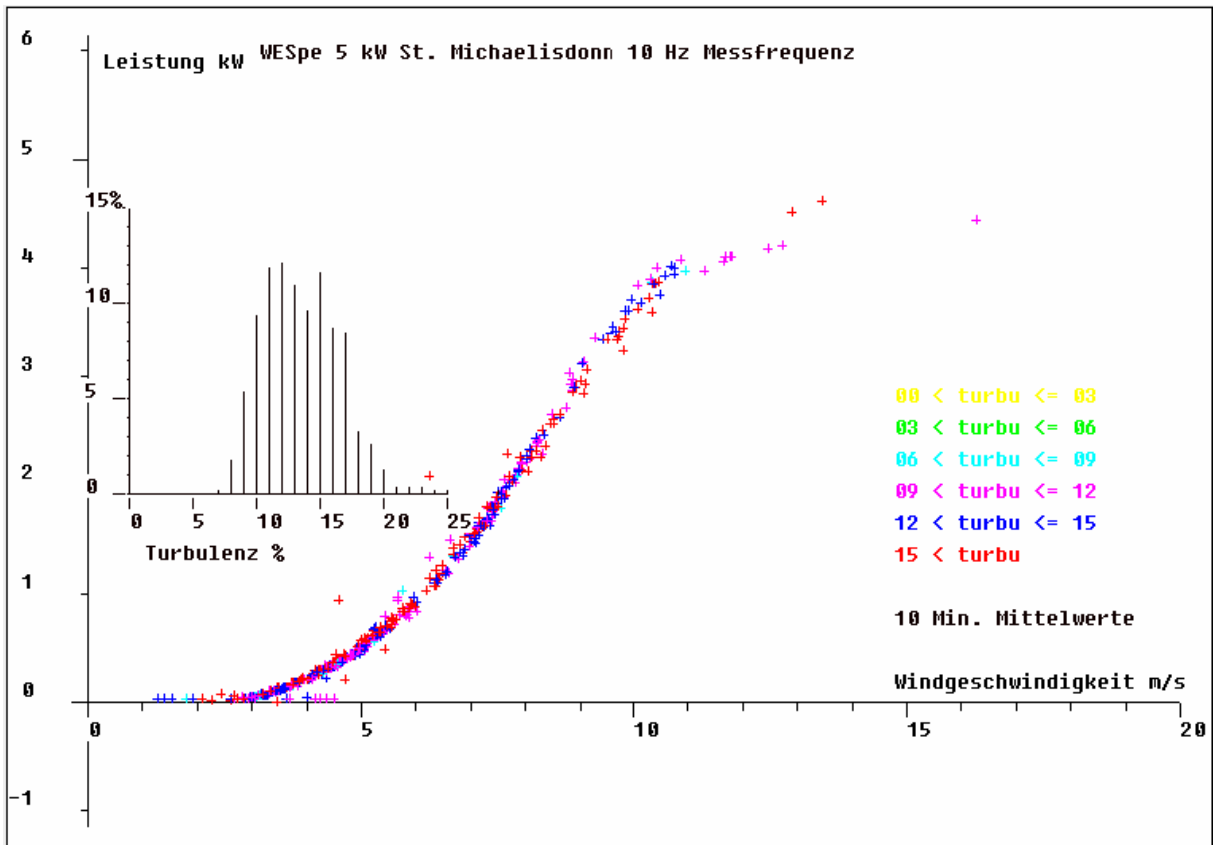


Abb. 3 Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 27.01 bis 4.03.2010

Die Nennleistung wird nicht erreicht. Die Streuung der einzelnen Messwerte ist relativ gering. Die Turbulenzintensität weist recht hohe Werte auf, obwohl der Standort aus Hauptwindrichtung (S/W) nur eine geringe Geländerauhigkeit aufweist.

Auswertezeitraum 27.01.10 16:25:52 bis 04.03.10 16:59:27  
 Auswertesektor 150°/210° Turbulenz 0.0% bis 30.0% keine Filtergrenzen  
 min/max Temp-10.0°C/35.0°C 820hPa < Luftdruck < 1040hPa ohne Regen  
 mittlere Luftdichte im Messzeitraum 1.263 kg/qm  
 Tabelle ist auf eine Luftdichte von 1.225 kg/qm korrigiert

bin Nr.	v_w	bins	P_el.	c_p	Kat.A	Kat.B	Kat.A_B
1,	1.41,	3,	0.02,	0.6556,	0.000,	0.000,	0.000
2,	1.95,	3,	0.02,	0.2500,	0.000,	0.000,	0.000
3,	2.59,	7,	0.03,	0.1477,	0.008,	0.009,	0.011
4,	3.09,	26,	0.05,	0.1271,	0.003,	0.010,	0.011
5,	3.52,	31,	0.10,	0.1834,	0.006,	0.018,	0.019
6,	3.98,	44,	0.19,	0.2522,	0.008,	0.026,	0.027
7,	4.51,	50,	0.33,	0.2949,	0.018,	0.036,	0.040
8,	5.02,	37,	0.50,	0.3301,	0.011,	0.049,	0.050
9,	5.44,	35,	0.68,	0.3498,	0.016,	0.057,	0.059
10,	5.91,	17,	0.87,	0.3518,	0.018,	0.079,	0.081
11,	6.49,	24,	1.24,	0.3790,	0.043,	0.090,	0.100
12,	7.05,	30,	1.52,	0.3605,	0.017,	0.100,	0.101
13,	7.49,	38,	1.83,	0.3616,	0.022,	0.130,	0.132
14,	8.00,	30,	2.20,	0.3573,	0.023,	0.134,	0.136
15,	8.44,	12,	2.49,	0.3438,	0.040,	0.155,	0.160
16,	8.96,	14,	2.94,	0.3394,	0.031,	0.166,	0.169
17,	9.58,	8,	3.37,	0.3190,	0.015,	0.146,	0.147
18,	9.94,	10,	3.56,	0.3012,	0.054,	0.130,	0.141
19,	10.44,	12,	3.84,	0.2804,	0.034,	0.119,	0.124
20,	10.85,	4,	3.99,	0.2598,	0.029,	0.054,	0.062
21,	11.57,	3,	4.04,	0.2166,	0.036,	0.037,	0.051
22,	11.80,	2,	4.09,	0.2072,	0.000,	0.000,	0.000
23,	12.61,	2,	4.18,	0.1736,	0.000,	0.000,	0.000
24,	12.92,	1,	4.51,	0.1738,	0.000,	0.000,	0.000
25,	13.47,	1,	4.61,	0.1569,	0.000,	0.000,	0.000
26,	14.00,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
27,	14.50,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
28,	15.00,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
29,	15.50,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
30,	16.00,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
31,	16.30,	1,	4.43,	0.0850,	0.000,	0.000,	0.000
32,	17.00,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
33,	17.50,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
34,	18.00,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
35,	18.50,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
36,	19.00,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000
37,	19.50,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000

Abb. 4 Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 27.01 bis 4.03.2010

Der  $c_p$ -max Wert beträgt bei 6,49m/s 0,379. Im Bereich zwischen 3,5 und 10,5m/s liegt der  $c_p$ -Wert zwischen 0,25 und 0,379. Die Nennleistung wird nicht erreicht.

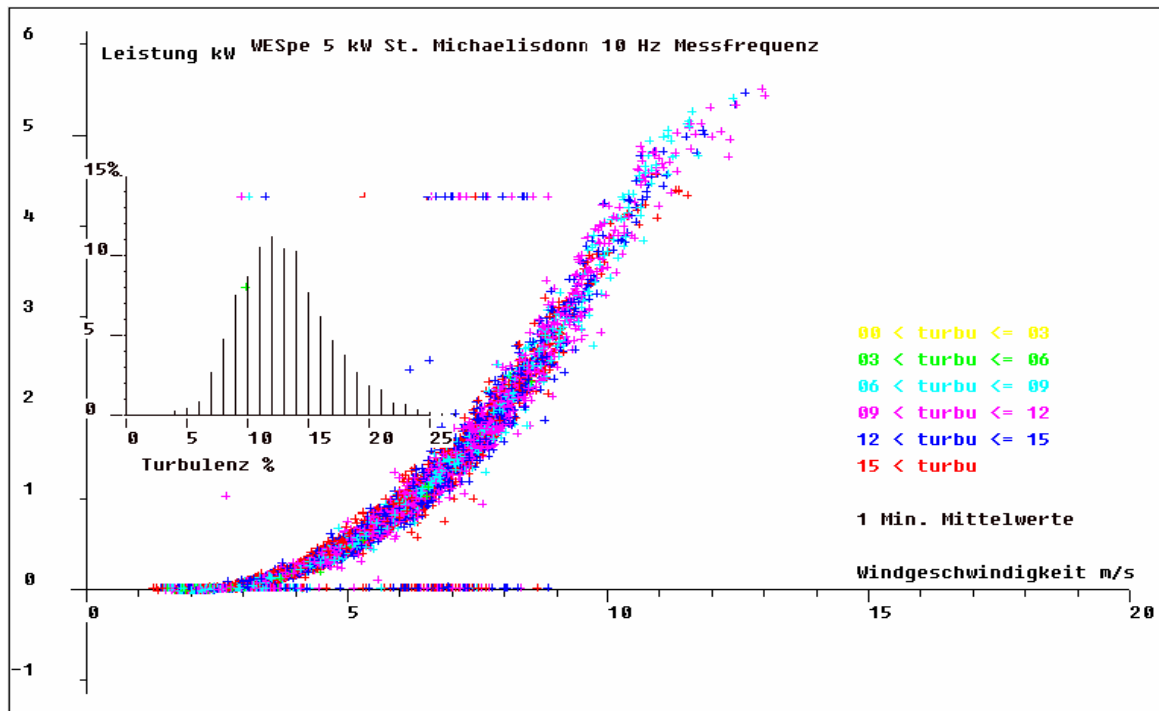


Abb. 5 Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 23.10 bis 4.11.2010

**Leistungskennlinie nach I E C 6 1 4 0 0 - 1 2 - 1**

**P I T C H - Windenergieanlage WESpe 5 kW St. Michaelisdonn Anemometer Thies 738**

**Auswertezeitraum 23.10.10 11:53:59 bis 04.11.10 08:53:46**

**Auswertesektor 150°/210° Turbulenz 0.0% bis 30.0% keine Filtergrenzen**

**min/max Temp 2.0°C/35.0°C 820hPa < luftdruck < 1040hPa mit Regen**

**mittlere Luftdichte im Messzeitraum 1.240 kg/qm 1 Min. Mittelwerte**

**Tabelle ist auf eine Luftdichte von 1.225 kg/qm korrigiert**

bin Nr.	v_w	bins	P_el.	c_p	Kat.A	Kat.B	Kat.A_B
1,	1.57,	50,	-0.001,	-0.0241,	0.001,	0.008,	0.008
2,	2.07,	185,	-0.003,	-0.0249,	0.001,	0.008,	0.008
3,	2.49,	343,	0.003,	0.0175,	0.003,	0.010,	0.010
4,	2.99,	353,	0.063,	0.1935,	0.020,	0.012,	0.023
5,	3.51,	389,	0.111,	0.2132,	0.011,	0.015,	0.018
6,	4.01,	420,	0.190,	0.2443,	0.003,	0.024,	0.024
7,	4.51,	475,	0.325,	0.2947,	0.003,	0.034,	0.034
8,	5.01,	574,	0.474,	0.3136,	0.004,	0.044,	0.044
9,	5.49,	556,	0.658,	0.3309,	0.010,	0.055,	0.056
10,	6.00,	497,	0.867,	0.3331,	0.013,	0.064,	0.065
11,	6.50,	461,	1.086,	0.3296,	0.020,	0.082,	0.084
12,	6.99,	407,	1.375,	0.3343,	0.026,	0.090,	0.094
13,	7.50,	354,	1.620,	0.3190,	0.027,	0.113,	0.116
14,	7.98,	309,	1.992,	0.3258,	0.020,	0.152,	0.154
15,	8.48,	201,	2.396,	0.3269,	0.032,	0.158,	0.161
16,	8.96,	160,	2.755,	0.3184,	0.029,	0.179,	0.182
17,	9.49,	113,	3.247,	0.3158,	0.026,	0.220,	0.222
18,	9.96,	62,	3.736,	0.3141,	0.035,	0.228,	0.231
19,	10.51,	53,	4.225,	0.3030,	0.040,	0.219,	0.223
20,	10.97,	36,	4.621,	0.2911,	0.038,	0.162,	0.166
21,	11.50,	19,	4.833,	0.2646,	0.068,	0.121,	0.139
22,	11.94,	7,	5.035,	0.2462,	0.059,	0.113,	0.128
23,	12.46,	6,	5.200,	0.2237,	0.115,	0.100,	0.153
24,	13.00,	2,	5.464,	0.2068,	0.000,	0.000,	0.000
25,	13.50,	0,	0.00,	0.0000,	0.000,	0.000,	0.000

Abb. 6 Auswertung Leistungskurve, Messzeitraum vom 23.10 bis 4.11.2010

Im Auswertezeitraum vom 23.10 bis 4.11 wird die Nennleistung von 5 kW bei ca. 12m/s erreicht. Leider sind die Leistungsbeiwerte im unteren Bereich zwischen 3 und 8m/s um bis zu 0,035 niedriger als im Messzeitraum 27.01 bis 4.03. Die Drehzahl und die Wechselrichtereinstellung im oberen Windbereich stimmen noch nicht. Der Drehzahlbereich, in dem der Wechselrichter (WR) Leistung abgibt, ist auf 250 bis 600 Volt DC beschränkt. Im unteren Drehzahlbereich bzw. Spannungsbereich ( $< 300 \text{ V DC}$ )<sub>27</sub> liegt der Wirkungsgrad des Wechselrichters bei unter 90%. Der WR ist für die WESpe nicht optimal, da schon bei geringerer Drehzahl bzw. Spannung, Leistung erzeugt werden kann. Trotzdem läuft die Messung nun mit einer nochmals angepassten WR- Einstellung weiter. Eine optimale Leistungsausbeute wird aber mit diesem WR nicht möglich sein. Zu Beginn des kommenden Jahres soll der WR eines anderen Herstellers getestet werden, der gerade im unteren Leistungsbereich, durch einen erweiterten Spannungsbereich, einen besseren Wirkungsgrad aufweisen soll.

### **5.1.3. Messung des Drehmomentes**

Zur Ermittlung des Nennmomentes und des max. Bremsmomentes, wurde an der Rotorwelle mittels einer Telemetrie<sub>28</sub>, eine Drehmomenten- Messung vorgenommen. Zu diesem Zweck führten wir zahlreiche Bremstests bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten durch. Die Wespe wird über Aufschalten von Lastwiderständen auf den Generator abgebremst. Zu Beginn der Messkampagne wurde aus dem laufenden Betrieb der Generator auf den Bremswiderstand (6,4 Ohm) stufenlos aufgeschaltet. Die dabei auftretenden max. Drehmomentspitzen lagen im Bereich von 1400 Nm.

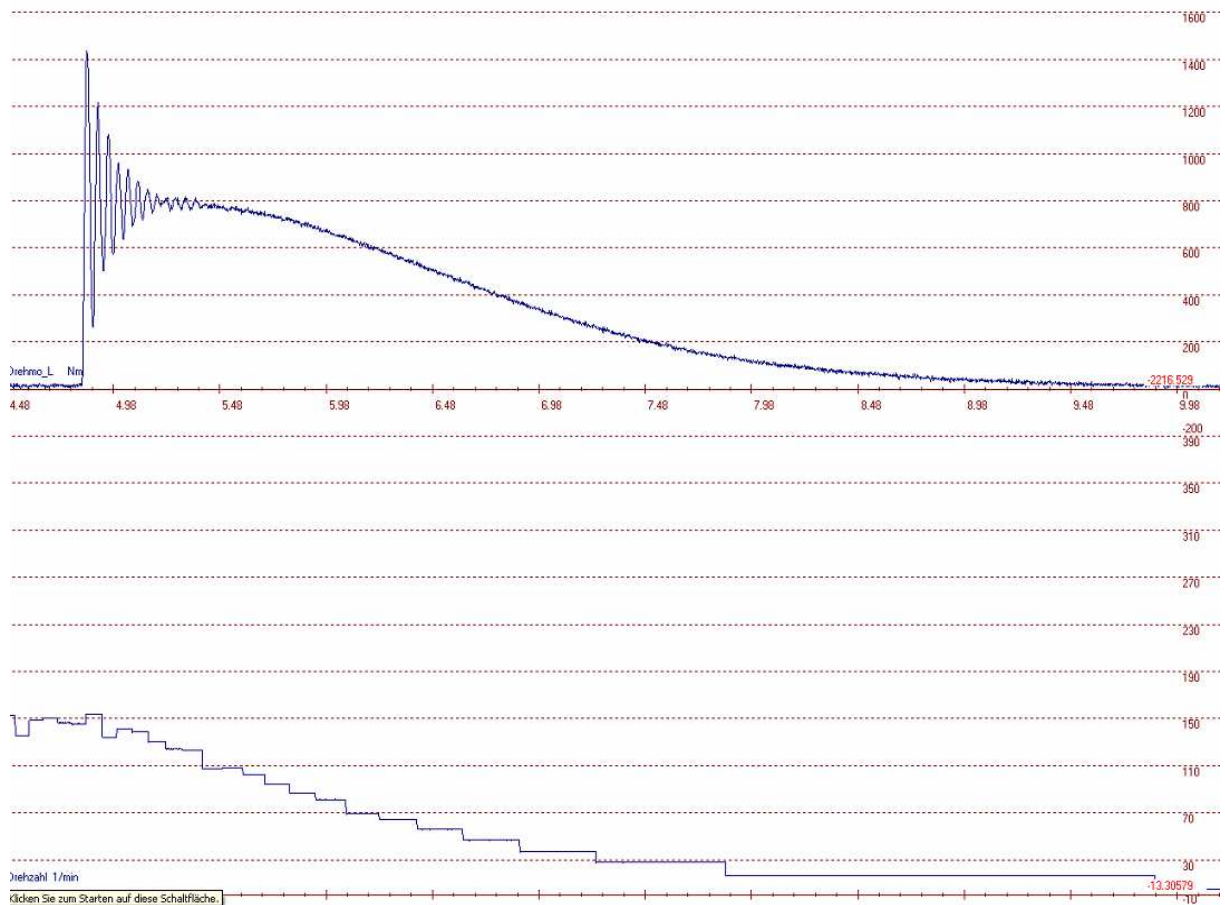


Abb. 7, Drehmomentmessung beim Bremsen vom 4.11.2009

Die obere Kurve stellt den Verlauf des Bremsmomentes über die Zeit dar. Die untere Kurve zeigt den entsprechenden Drehzahlverlauf. Das vom Generatorhersteller berechnete Bremsmoment von ca. 780 Nm wird zu Beginn des Bremsvorgangs um eine Amplitude von 640 Nm überschritten, und beträgt damit in Spitze 1420 Nm. Die Sinusschwingung weist dementsprechend eine Schwingweite von 1280 Nm auf. Es ist sehr schön zu sehen, wie der Generator nach Zuschaltung auf den Lastwiderstand reagiert.

Die Bauteile, insbesondere Getriebe, Kupplung und Rotorwelle sind für ein so hohes Bremsmoment nicht ausgelegt.

Wir haben uns entschieden, anstatt der Verwendung von höher dimensionierten Bauteilen und damit zusätzlichen Kosten, Gewichten und erforderlichem Bauraumes, gemeinsam mit unserem Lieferanten der Fa. Inensus, eine "Soft Brake Box" zu entwickeln. Technische Beschreibung siehe Kapitel 5.3.5.

Die Soft Brake Box (SBB) schützt den nachgeschalteten WR vor Überspannung. Sobald der Schwellwert (560 bis 580 V DC) überschritten wird, bremst die Anlage automatisch ab. Ferner dient die SBB dazu, die in Deutschland geforderte Netzüberwachungszeit von 60 sec., mittels sanfter Zuregelung des Lastwiderstandes durch Pulsweitenmodulation<sub>29</sub> ab zu regeln.

Im Bremsfall werden der Generatorstrom und damit das Bremsmoment ebenfalls durch Pulsweitenmodulation auf 22 A<sub>DC</sub> begrenzt.

Der Bremsmomentverlauf bei Einsatz der „Soft Brake Box“ wurde ebenfalls vermessen.

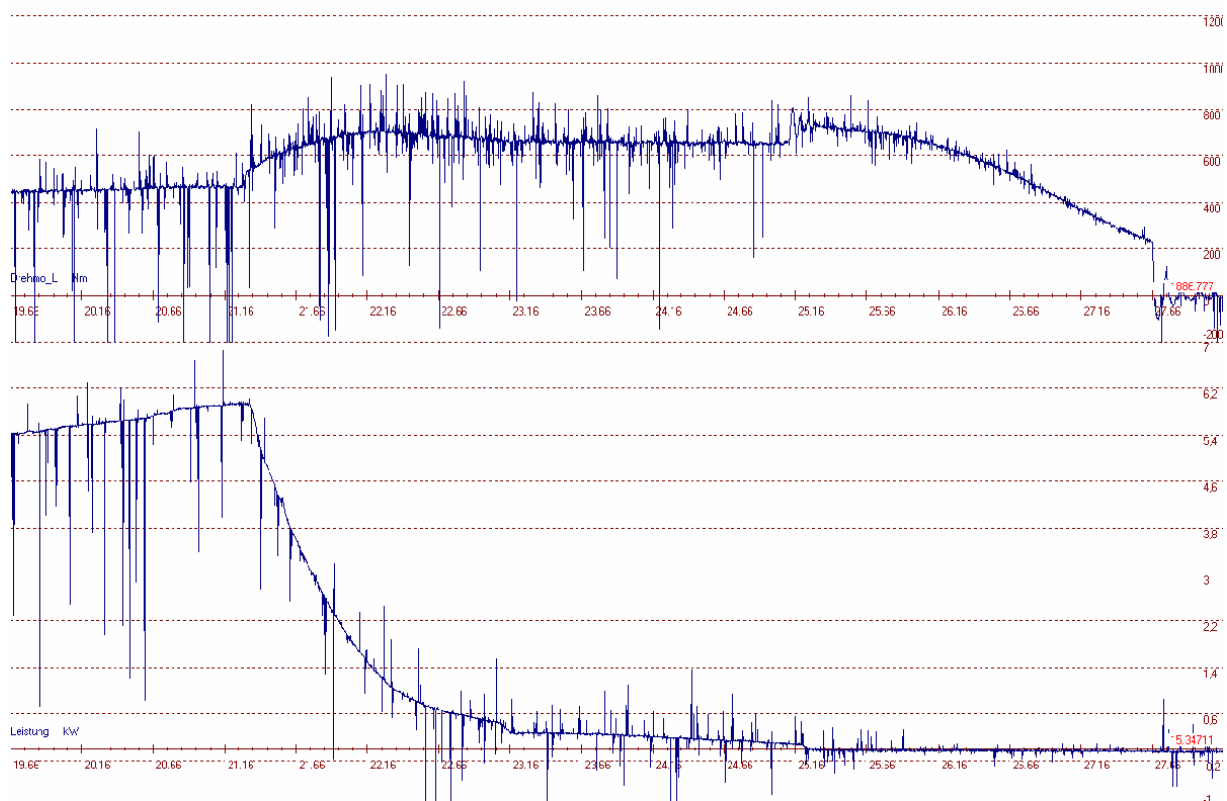


Abb. 8, Drehmomentmessung beim Bremsen vom 24.10.2010

Bei den zahlreichen Ausreißern handelt es sich um Störsignale, die die Messung beeinflusst haben. Diese sind nicht zu berücksichtigen.

Durch Einsatz der „Soft Brake Box“ konnte das max. Bremsmoment auf ca. 760 Nm begrenzt werden. Damit sind die betreffenden Bauteile nicht mehr überlastet und können unverändert eingesetzt werden.

#### 5.1.4. Schallmessung

Leider konnte die Schallvermessung der WESpe bis heute noch nicht vorgenommen werden. Der Auftrag wurde bereits erteilt. Die Windbedingungen haben aber leider den Abschluß der Messarbeiten bisher nicht möglich gemacht.

#### 5.1.5. Vermessung der Blattverstellmechanik

Um einen sicheren und leistungsstarken Betrieb der WESpe gewährleisten zu können, wurde eine mechanische Blattverstellung entwickelt, die wie folgt funktioniert:

Beim Rotor der WESpe handelt es sich um einen Vier-Blatt-Rotor. Die Blätter sind voneinander unabhängig in Führungsrohren gelagert.

Diese Blätter werden gegen Tellerfedern mittels Kronenmutter vorgespannt. Bei Überschreitung der Vorspannungskraft (definierte Drehzahl von ca. 140 1/min) wandern die Blätter im Führungsrohr nach außen. Mittels Spindel im Außenrohr und Führungsstift im Innenrohr bewirkt die Längsbewegung der Blätter eine gleichzeitige Verdrehung von  $-10^\circ$  bis max.  $+30^\circ$ . Außer dem Einsatz als zweites Bremssystem, wird mittels dieser aktiv Stall-Regelung<sup>31</sup> auch die Leistung reguliert bzw. Überleistung verhindert.

Ein möglichst gleiches Verstellverhalten der einzelnen Blätter ist hierfür Voraussetzung. Um dies sicher zu stellen, wurde im Rahmen einer Facharbeit<sup>[6]</sup> eine Messvorrichtung entwickelt, gebaut und getestet.

Es war ein System zu fertigen, mit dem man die auftretende Kraft simulieren, messen und die Aktiv-Stall-Mechanik, durch Verstellung der Kronenmutter, nach den Messwerten einstellen kann.

Die Vorrichtung besteht aus einer Hydraulischen Handhebelpresse um die Druckkraft (Simulation der Fliehkraft) auf zu bringen, einer Kraftmessdose und einem Wegmesser. Durch Einleitung der Druckkraft auf das Innenrohr, werden die Tellerfedern zusammengedrückt und die Blattverstellung aktiviert. Die benötigte Kraft und der Weg werden aufgezeichnet und grafisch ausgewertet.



Abb. 9 Messvorrichtung Blattverstellung

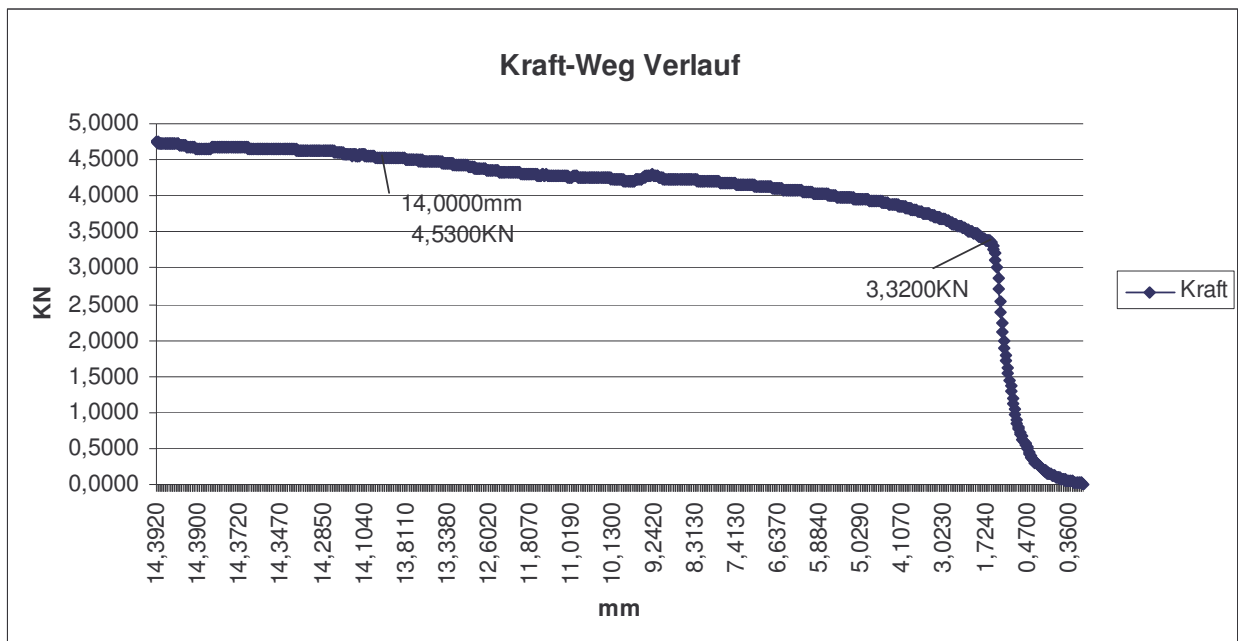


Abb. 10 Messkurve

Abb. 10 dient zur Bestimmung der Maximal- und Vorspannkraft der Verstellmechanik. In diesem Beispiel liegt die Maximalkraft bei 4,53 KN und die Vorspannkraft bei 3,32 KN, die im Bereich der plötzlich steil abfallenden Kurve abzulesen ist.



## 5.2. Typenprüfung/Zertifizierung

Da die DIBT entgegen der IEC 61400-2 (IEC) keine Sonderregelungen für KWEA vorsieht, ist es möglich, die Typenprüfung nach den Vorgaben der IEC- Norm zu erlangen. In Deutschland wird nach wie vor eine Typenprüfung für WEA gefordert. Dies liegt hauptsächlich darin begründet, weil in den DIBT- Richtlinien Windzonen für Deutschland festgelegt sind, deren Windbedingungen nicht mit den in der IEC festgelegten Windklassen übereinstimmen. Um den Zertifizierungsaufwand möglichst gering zu halten und damit auch Kosten zu sparen, wurde die Windklasse II gewählt, die die Windbedingungen der Windzone IV mit abdeckt.

Windgeschwindigkeit	IEC II	DIBT IV	bei 15.5m Nabenhöhe
$V_{ref}$ [m/s]	42,5	39.5	
$V_{ave}$ [m/s]	8,5	7.9	
$V_{e50}$	59,5	55.3	
$V_{e1}$	44,6	41.4	

Der Anwendungsbereich der IEC 61400-2 gilt für die Sicherheitsphilosophie, die Qualitätssicherung und die technische Integrität. Sie legt Anforderungen an die Sicherheit von KWEA einschließlich der Bemessung, Installation, Instandhaltung und des Betriebes unter festgelegten Umweltbedingungen fest. Der Zweck der Norm besteht in der Angabe eines angemessenen Sicherheitsniveaus gegen Betriebsrisiken, die von der Anlage während der geplanten Lebensdauer ausgehen <sup>[2]</sup>.

Mit der Zertifizierung der WESpe wurde der TÜV Nord beauftragt. Die Typenprüfung<sub>(Anhang 1)</sub> nach DIBT liegt seit dem 16.09.2010 vor. Das Design Assessment nach IEC wird voraussichtlich im 1. Quartal erlangt werden. Ob die Zertifizierung nach IEC vorgenommen bzw. von uns beauftragt wird, ist noch nicht sicher. Der Aufwand und die Kosten die damit einhergehen sind nochmals enorm. Um den Deutschen Markt bedienen zu können ist die Typenprüfung ausreichend und auch international gehen wir davon aus, dass ein Design Assessment nach IEC genügt, um auch diese Märkte erschließen zu können.

### 5.2.1. Lastberechnungen

Voraussetzung für die Sicherheit der Anlage ist neben dem Sicherheitssystem (Anlagenüberwachung, Bremssystem), die möglichst exakte Bestimmung der Lasten, die für die Festigkeitsnachweise der einzelnen Komponenten maßgebend ist. Hierfür ist wiederum eine realistische Einschätzung der Bemessungslastfälle Voraussetzung. Betrachtet werden muß nach IEC für unterschiedliche Windbedingungen:

- Produktionsbetrieb
- Produktionsbetrieb mit Fehlerereignis
- normale Abschaltung
- Notabschaltung oder Abschaltung von Hand
- Parkstellung ( Leerlauf oder Stillstand )
- Parkstellung und Fehlerzustand
- Transport, Montage, Instandhaltung und Reparatur

Für die Ermittlung der Lasten können nach IEC folgende Modelle herangezogen werden:

- Einfache Lastberechnung
- aeroelastische Modellierung
- Lastmessung mit Extrapolation

Wir haben uns für die Aeroelastische Modellierung<sub>2</sub> (Simulation) entschieden. Die Simulation ist ein probates Mittel zur Ermittlung der tatsächlichen Lasten. Hier gibt es bereits umfangreiche Erfahrungen aus dem Bereich der Großwindanlagen. Weniger Erfahrungen gibt es aber, wie bereits in der Einleitung erwähnt, für Anlagen des Typs WESpe (4- Blattrotor, Leeläufer, free yaw). Um trotzdem belastbare Ergebnisse zu erlangen, wurden umfangreiche Messungen (siehe Kapitel 5.1) durchgeführt. Hat man die Simulationsrechnung erst einmal mit den Messergebnissen abgeglichen, können damit sämtliche Lastzustände ermittelt werden. Dank dieser Berechnungsmethode ist frühzeitig erkannt worden, dass eine Aktiv-Stall –Regelung einer Aktiv- Pitchregelung vorzuziehen ist.

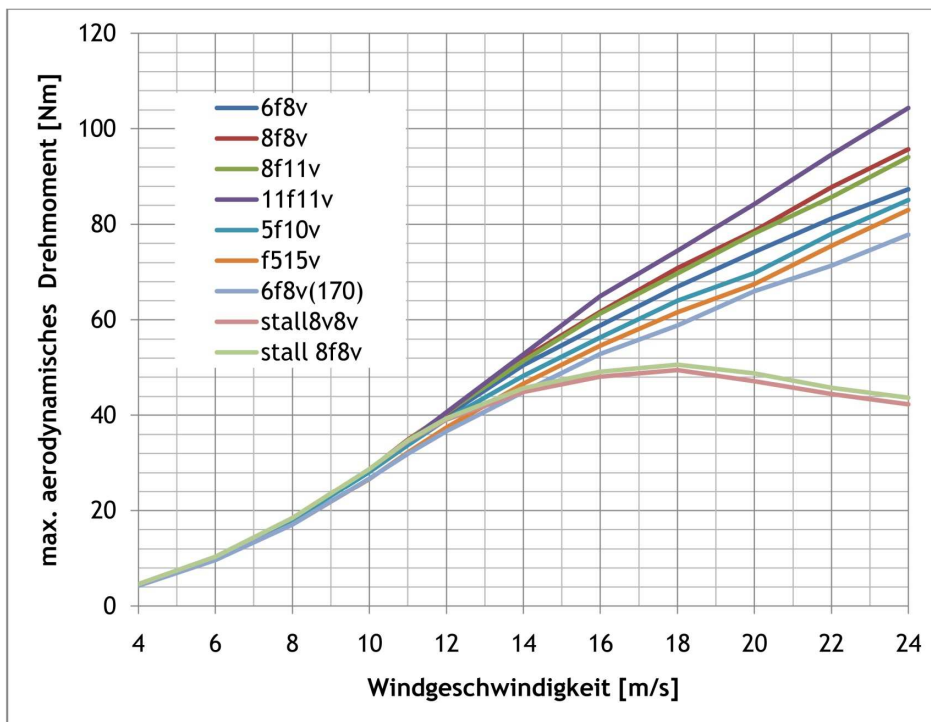


Abb. 11. Drehmomentverlauf unterschiedlicher Rotorblattkonfigurationen

In Abb. 11 zeigen die verschiedenen Kurven den Drehmomentverlauf von unterschiedlichen Rotoren an. Dabei bedeutet:

- f = Rotorblatt nicht verdrehbar (fest)
- v = Rotorblatt in Pitchrichtung verdrehbar (variabel)
- stall = Rotorblatt in Stallrichtung verdrehbar

Steigt das Drehmoment der pitchgesteuerten Rotoren bei zunehmender Windgeschwindigkeit immer mehr an (max. 105Nm), wird dieses bei den in Richtung Stall (Strömungsabriß) verdrehbaren Blättern sehr schön abgeregelt (max. 50Nm). Das Ergebnis dieser Untersuchung war die Auslegung der WESpe als Aktiv-Stall-Anlage. So kann auch ein Abbremsen der Anlage bei hohen Windgeschwindigkeiten sicher erreicht werden. Die pitchgesteuerte Maschine kann ab ca. 14m/s Windgeschw. nicht mehr abgebremst werden.

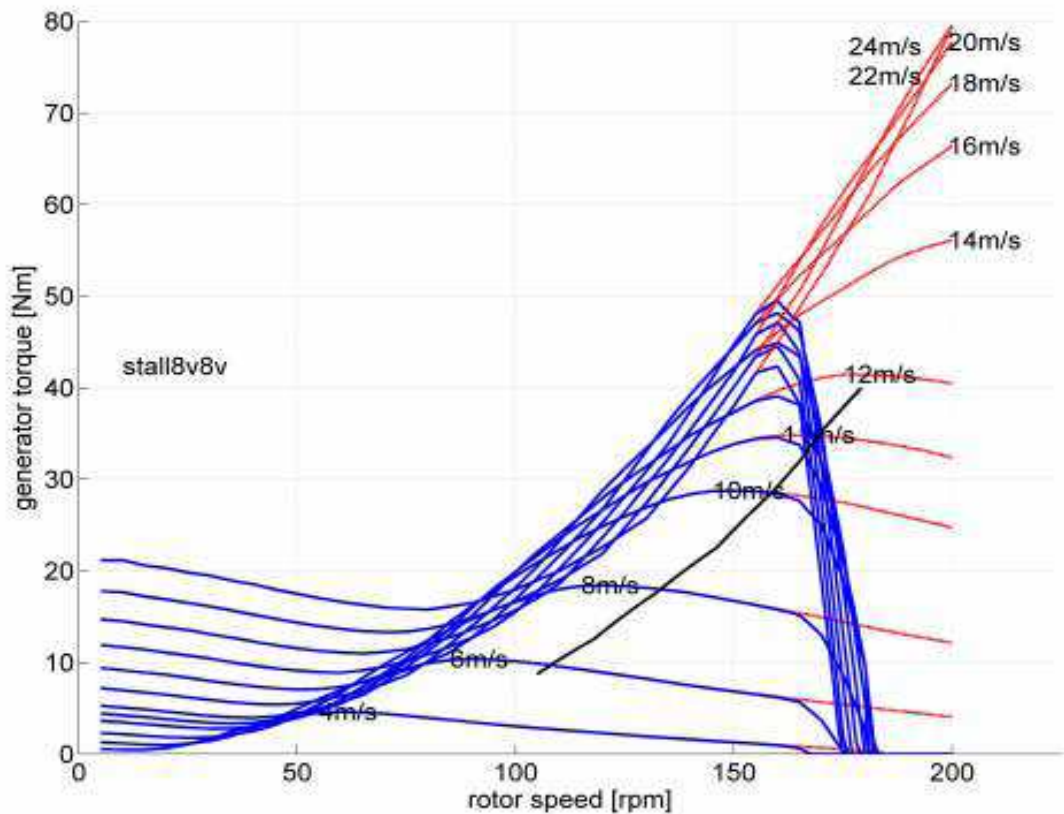


Abb. 12. Drehmomentverlauf in Abhängigkeit von Drehzahl und Windgeschw.

Abb. 12 zeigt die Rotordynamik des von uns gewählten Rotorkonzeptes. Aufgrund der Blattverstellung in Richtung Stall, wird das Drehmoment begrenzt und fällt bei zunehmender Drehzahl immer weiter ab. So ist ein sicheres Abbremsen der Maschine gewährleistet und eine saubere Leistungsregelung möglich.

In den Lastannahmen wird jeweils zwischen Extremlasten und Betriebslasten unterschieden. Die Betriebslasten sind heranzuziehen, um den Lebensdauernachweis für die Bauteile zu erbringen. Bei WEA geht man im Allgemeinen von 20 Jahren Lebensdauer und den daraus sich ergebenden Lastwechseln aus.

## 5.2.2. Festigkeitsnachweise

Die Festigkeitsnachweise für die Rotorblätter und die maschinenbaulichen Komponenten (Nabe, Rotorwelle...) wurden gemäß folgender Vorgehensweise durchgeführt:

- Verwendung von Lastdaten aus aeroelastischer Modulation
  - Extremlasten
  - Lastkollektive
  
- Tragfähigkeitsnachweise ( Verwendung geeigneter Verfahren wie die DIN 743, Miner Regel, EN 1993-1-9, usw., sowie zusätzliche Sicherheitsbeiwerte nach der IEC 61400-2
  - Statik
  - Ermüdungsberechnung
  
- Ermittlung der Strukturantworten
  - Komplexe Komponenten ( M-Träger, Nabe, Rotorblatt, Blattanschluß) durch FEM Modelle
  - Einfache Strukturen ( Rotorwelle ) anhand analytischer Rechenmodelle
  
- Die Ergebnisse enthalten Spannungsverläufe und Deformationsdarstellungen sowie rechnerische Sicherheiten  $> 1$

Bei der FEM- Analyse wurde am Beispiel des Blattanschlusses wie folgt vorgegangen:

- Belastungssimulation mit Entwurf
- Erfassen der kritischen Bereiche
- Ergreifen von konstruktiven Maßnahmen um Beanspruchungen zu senken
- Simulation der veränderten Struktur
- Erneute Konstruktionsänderung oder Verwendung der Version
- Komplette Nachweisführung, Dokumentation, Regelwerke und Verfahren

### 5.2.3. Sicherheitssystem und Handbücher

Im Prüfungsumfang der IEC- Zertifizierung sind die Handbücher und das Sicherheitssystem enthalten. Folgende Dokumente waren hierfür zu erstellen:

- Allgemeine Anlagenbeschreibung
- Beschreibung des Bremssystems
- FMEA Sicherheitsbetrachtung
- Sicherheits- und Betriebsführungskonzept
- Blockschaltbild Regelung
- Wartungshandbuch
- Bedienungsanleitung
- Herstellungsanweisung
- Installationsplan

Bei der FMEA- Sicherheitsanalyse wird eine Risikobetrachtung verschiedener Betriebszustände für die einzelnen Hauptkomponenten durchgeführt.

Mit dem Sicherheits- und Betriebsführungskonzept ist detailliert nachzuweisen, dass die Anlage über ein sicheres Steuerungs- und Bremssystem verfügt. Dabei sind die einzelnen Fehlerzustände und die Reaktion der Steuerung darauf darzulegen. Dabei muß u.a. nachgewiesen werden, dass die WEA über zwei voneinander unabhängige Bremssysteme verfügt. Die WESpe genügt mit der Generatorbremse und der fliehkraftgeregelten Blattverstellung<sub>31</sub> diesen Ansprüchen. Ferner ist zu belegen, dass bei dem Sicherheitssystem das Prinzip des „Fail Safe“ berücksichtigt wurde. Fail Safe bedeutet übersetzt „sicher bei Ausfall“. Damit ist u.a. gemeint, dass bei Ausfall eines Bremssystems, dass zweite unabhängig davon noch funktionieren muß. Auch ist die Steuerung so zu programmieren, dass z.B. bei Netzausfall automatisch der Bremsvorgang ausgelöst wird (stromlos).

### 5.2.4. Turm + Fundament

Im Anhang 1 zu diesem Bericht ist die Typenprüfung für den 15m Turm und das Kreuzfundament der WESpe beigefügt. Näheres hierzu auch im Kapitel 5.3. Anlagentechnik.

## 5.3. Anlagentechnik

### 5.3.1. Technische Daten der WESpe 5.0



Abb. 13, Foto WESpe

Die Windenergieanlage vom Typ WESpe 5.0 ist eine 4-Blatt Lee-Läufer Anlage mit passiver Blattverstellung<sub>30</sub>. Dieser Fliehkraft- Pitch arbeitet mit einer speziell entwickelten Mechanik im Inneren der Nabe und verstellt die Blätter abhängig von der Rotordrehzahl im Bereich von 75 1/min bis 170 1/min.

Die passive Windnachführung der Anlage wird durch die Windleitbleche an der Gondelverkleidung, sowie durch die Schrägstellung der Rotorblätter und deren große Blattfläche am langen Hebel erreicht.

Die Rotorleistung wird mittels zweifach gelagerter Rotorwelle und einer drehelastischen Kupplung zur Getriebe-/Generatoreinheit geführt.

Bei dem Getriebe handelt es sich um ein zweistufiges, schrägverzahntes Stirnradgetriebe mit einer Übersetzung von 1:7,9 bzw. 1:9,8, je nach Generatortyp.



Die Leistungserzeugung findet im direkt an das Getriebe angeflanschten permanenterregten Synchrongenerator statt.

Die aerodynamisch optimierte GfK-Verkleidung dient, neben dem Wetterschutz in erster Linie der Leistungssteigerung. So lässt sich in Verbindung mit dem drehzahlvariablen Betrieb und dem optimierten Rotorkonzept eine hohe Leistungsdichte für alle Windgeschwindigkeiten erreichen.

Die Anlage wird standardmäßig mit einem zweifach abgespannten Stahlrohrturm mit einer Höhe von 15 Metern geliefert. Zur einfachen Montage ist der Turm in 2x6-Meter und 1 x 3m Längen unterteilt.

Die Gründung kann als Beton-Kreuzfundament, Beton- Punktfundamenten oder Schraubanker- Fundament erstellt werden.

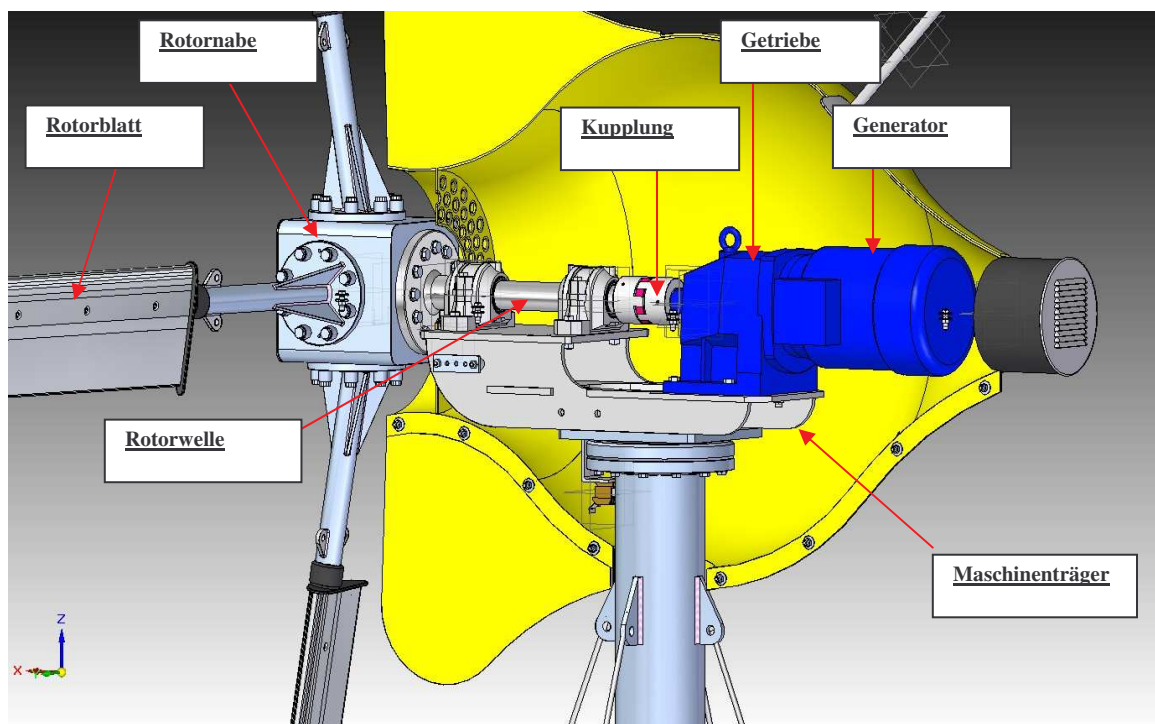


Abb. 14. Prinzipskizze Aufbau Gondel WESpe

### **Anlagendaten WESpe:**

Windenergieanlagentyp:	WESpe 5.0
Nennleistung:	5 kW
Einschaltwindgeschw.:	3 bis 3,5 m/s



Nennwindgeschw.:	11 m/s
Abschaltwindgeschw.:	20 m/s
Rotorblatt:	4 x Aluminium, extrudiert (Abwandlung des Göttinger Profils)
Rotordurchmesser:	5,0 m
Rotorfläche:	19,6 m <sup>2</sup>
Rotordrehzahl:	75 - 170 1/min
Blattwinkel:	10°
Schnelllaufzahl <sub>31</sub> :	ca. 3,8 [-]
Rotorblattgewicht:	11,2 kg
Drehzahlregelung:	Aktiv-Stall/ Wechselrichterkurve
Leistungsbegrenzung:	Aktiv-Stall
Generator- Hersteller / Typ:	Huebner / DSG P 112.17-10 (alternativ 112.14-10)
Generatorbauart:	Synchrongenerator mit Permanentmagneten
Leistungsabgabe:	über Wechselrichter ins Netz (230V) oder Heizung
Generatorspannung:	400 V
Getriebe-Hersteller/ Typ :	Getriebebau Nord/SK32 VLF (verstärkte Lagerung)
Getriebebauart:	Stirnradgetriebe / schrägverzahnt
Getriebestufen:	2
Getriebeübersetzung:	i=7,9; 9,8
Rotorlagerung:	doppelt, mit drehelastischer Kupplung
<u>Turm:</u>	
Turmkonstruktion:	Stahlrohrturm, abgespannt, umlegbar
optional:	Gittermast auf Anfrage
Nabenhöhe:	15,5m, auf Anfrage 12,5m/18,5m
<u>Gewichte:</u>	
Turmgewicht:	0,38 t
Gondelgewicht:	0,3 t (inkl. Rotor)
<u>Bremssysteme:</u>	
Primärbremse:	Generatorbremse (Zuschalten von Lastwiderständen), max. Bremsmoment 70 Nm
Sekundärbremse:	Drehzahlbegrenzung durch passive Blattverstellung max. Drehzahl: 170 1/min
Windnachführung:	free yaw, unterstützt durch Windleitbleche und 10° Konusneigung der Rotorblätter
Steuerung:	WES SPS (Mikroprozessorsteuerung)
Überwachung:	Generatortemp., Windgeschw., Rotordrehzahl, Vibration, Netz, Überspannungsschutz
<u>Wechselrichter:</u>	
Eingangsspannung:	zwischen 250 und 600 Volt DC
Ausgangsspannung:	230 Volt AC, einphasig
<u>Fundament:</u>	je nach Bodenart und Turmkonstruktion:
	- Schraubanker
	- Beton- Punktfundamente
	- Beton- Kreuzfundament

### 5.3.2. Rotor

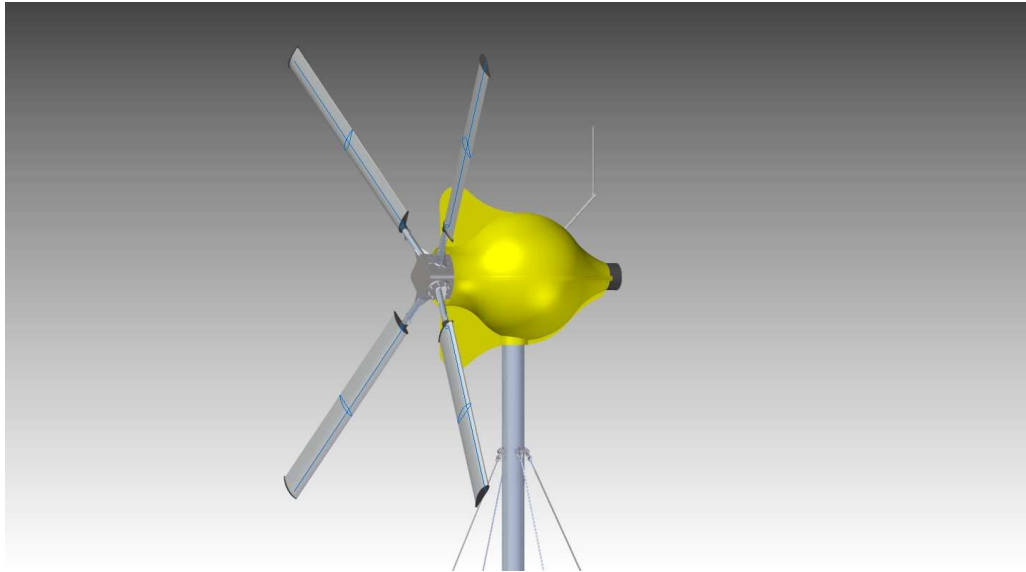


Abb. 15. Rotordarstellung WESpe

Als Rotorblatt wurde ein von Herrn Prof. Crome entwickelter Aluminiumflügel eingesetzt. Das Profil wird strangweise extrudiert und in 6m Längen hergestellt. Dieses „Endlosprofil“ kann, je nach Anforderungen, auf die benötigte Länge abgelängt werden. Die tragende Struktur stellt dabei nicht das Profil selbst, sondern der Rohrholm dar, der in das Blattprofil geschoben und verschraubt wird. Am Ende der Blätter wird jeweils eine Endkappe positioniert, um die Randwirbelverluste zu reduzieren<sup>[7]</sup>.

Wie in Kapitel 5.1.5. bereits beschrieben, verfügt der Rotor über eine mechanische Blattverstellung, die über Fliehkraft, also je nach Rotordrehzahl, selbst regelnd ist. Die Blätter werden gegen Tellerfedern mittels Kronenmutter vorgespannt. Bei Überschreitung der Vorspannungskraft (definierte Drehzahl von ca. 140 1/min) wandern die Blätter im Führungsrohr nach außen. Mittels Spindel im Außenrohr und Führungsstift im Innenrohr bewirkt die Längsbewegung der Blätter eine gleichzeitige Verdrehung von  $-10^\circ$  bis max.  $+30^\circ$ .

Diese Eigenentwicklung ist im Sommer 2010 beim Deutschen Patent und Markenamt (DPMA) zum Patent angemeldet worden.

Während der Entwicklungsphase wurde ein besonderes Augenmerk auf die an der Verstellmechanik beteiligten Komponenten hinsichtlich Verschleiß und Laufverhalten gelegt.

Durch Einsatz von Nadellagern als Laufbuchsen, gehärtete Laufbahnen und präzise gefertigte Spindelnuten sowie Tellerfedern, ist so ein verschleißarmer und gleichmäßiger Betrieb der Blattverstellung erreicht worden.

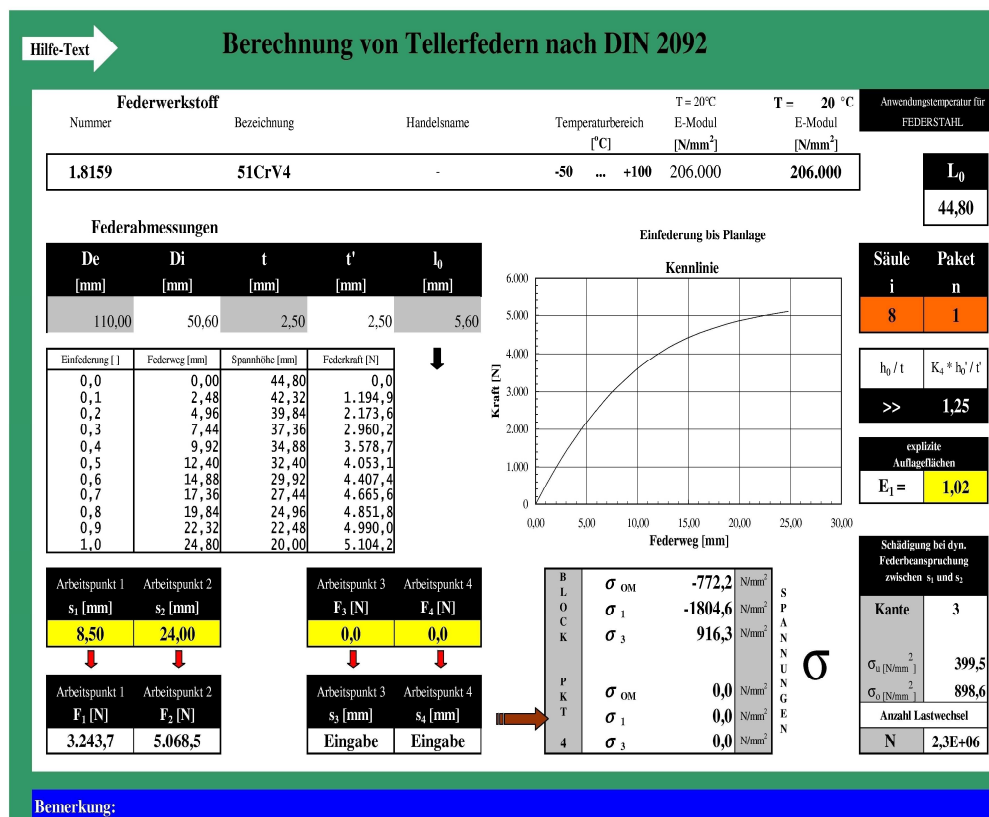


Abb. 16. Auslegung Tellerfeder

An der Auslegung der Tellerfeder wird deutlich, wie genau die einzelnen Bauteile der Blattverstellung herzustellen sind, um die Funktionsfähigkeit voll zu erfüllen. Bei den Tellerfedern handelt es sich z.B. um Sonderanfertigungen mit einem verringerten zulässigen Toleranzbereich von  $\pm 5\%$ . Mittels unserer Messeinrichtung (Kapitel 5.1.5.) können die Tellerfederpakete optimal zusammengestellt werden.

### 5.3.3. Maschinenbauliche Komponenten

Folgende Bauteile zählen hierzu:

- Blattanschluß
- Rotornabe
- Rotorwelle
- Rotorlager
- Kupplung
- Getriebe

- Maschinenträger
- Turmlager

Aus der Abb. 16 ist der Aufbau der Anlage zu entnehmen.

Die an der tragenden Struktur beteiligten Bauteile sind mittels FEM- Analyse konstruktiv optimiert worden.

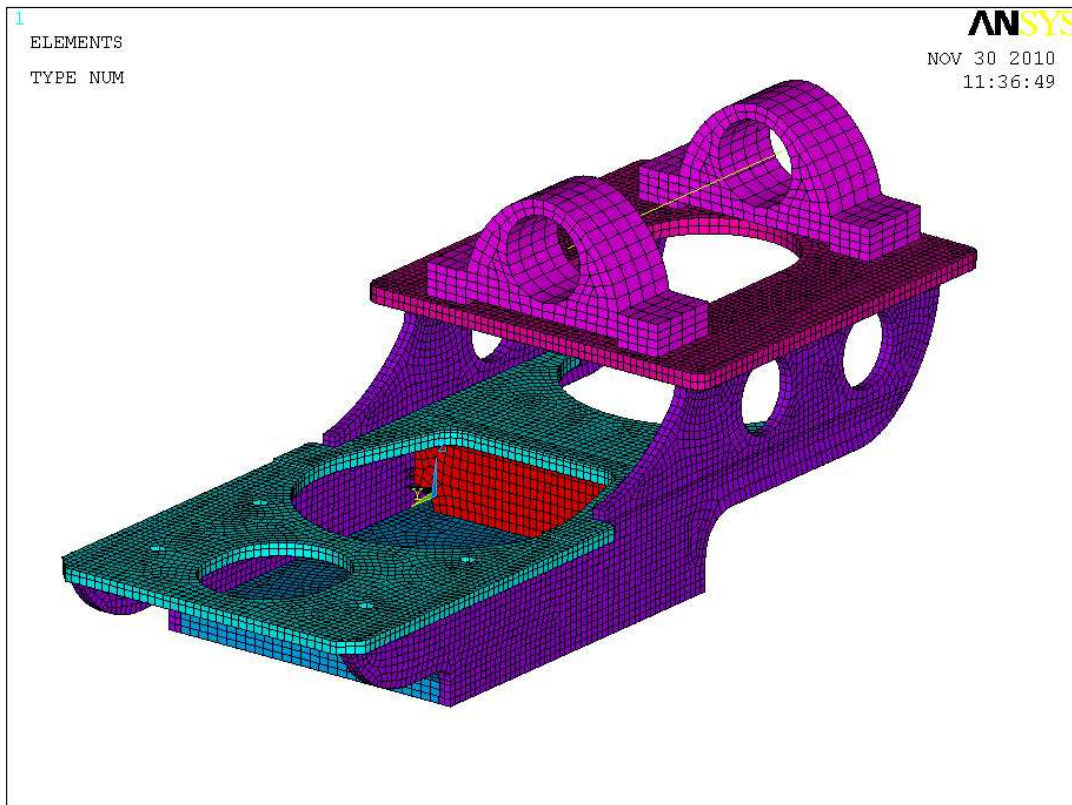


Abb. 17. Optimierung des M-Trägers mittels FEM

Am Beispiel des Maschinenträgers wird anschaulich dargestellt, wie eine solche Bauteiloptimierung aussehen kann. Diese wurde im Rahmen einer Bachelor-Thesis<sup>[8]</sup> erarbeitet. Das ursprüngliche Gewicht des Trägers konnte so um fast 10kg reduziert werden.

Grundsätzlich wurde bei der Konstruktion der WESpe darauf geachtet, dass der Kraftfluß möglichst gleichmäßig und ohne scharfe Umlenkungen durch die tragende Struktur geleitet wird.

Durch den Einsatz einer doppelt gelagerten Rotorwelle wird das Getriebe ausschließlich auf Drehmoment belastet. Bei den Rotorlagern handelt sich um Pendelrollenlager, die sowohl axial wie auch radial Lasten aufnehmen können. Stets stand bei der Konstruktion eine hohe Sicherheit und Lebensdauer im Vordergrund.

### 5.3.4. Verkleidung/ Windleitblech

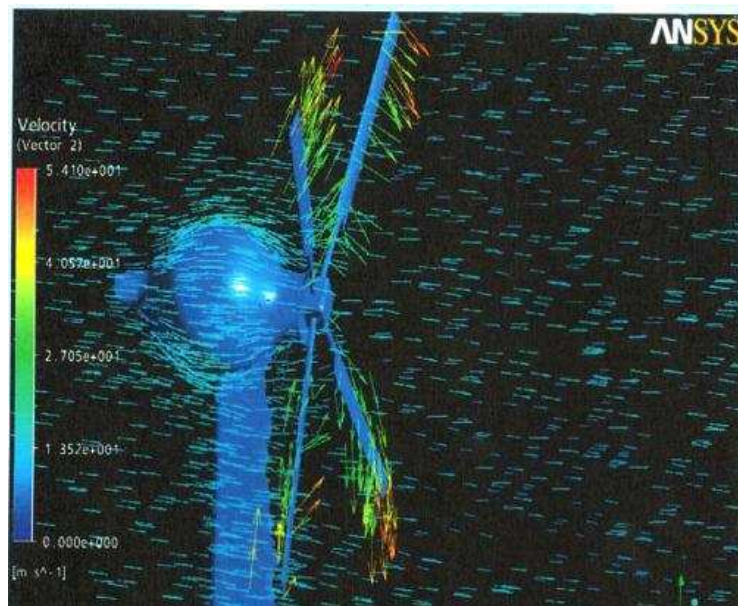


Abb. 18. Umströmung des Korpus der WESpe

Die Fachhochschule Bergedorf untersuchte im Rahmen einer Studienarbeit<sup>[9]</sup> die Strömungsverhältnisse im Nahbereich der Verkleidung und des Windleitbleches. Die Simulationsrechnung zeigt deutlich, dass im Bereich der Blattspitzen sehr hohe Tangentialgeschwindigkeiten<sub>32</sub> auftreten (bis zu 44m/s). Im Nahbereich der Verkleidung ist neben der Komprimierung der Strömungsvektoren nur eine geringfügige Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit fest zu stellen. Der erhoffte Effekt der Leistungserhöhung durch die aerodynamisch optimierte Verkleidung lässt sich so nicht belegen. Auch weist die laufende Leistungskurvenvermessung nicht unbedingt auf eine nennenswerte Beeinflussung der Leistungskurve durch die Verkleidung hin.

Das Windleitblech, welches zur Reduzierung des Turmschatteneffektes entwickelt wurde, hat keinen merklichen positiven Effekt gebracht. Langzeittests an der WESpe mit und ohne Windleitblech lassen darauf schließen, dass der Aufwand zur Fertigung und Installation nicht im Verhältnis zu dessen Nutzen stehen. Der relativ geringe Turmdurchmesser (168,3mm) und der große Abstand zwischen Turm und Rotorblatt (ca. 1m) führen scheinbar dazu, dass die Verwirbelungen in Höhe des Rotors vernachlässigbar sind. Dies wird auch dadurch deutlich, dass keine oder nur kaum wahrnehmbare zusätzliche Schallemissionen von der Nachlaufströmung ausgehen.

Zur Unterstützung der Windnachführung sind stattdessen nun zwei Windleitbleche aus GfK an die Verkleidung angebracht worden (siehe u.a. Abb. 14), die zur Unterstützung der Windnachführung dienen.

### 5.3.5. Elektrische Komponenten

Zu den elektrischen Komponenten der WESpe gehören folgende Komponenten/Baugruppen:

- a. Generator
- b. Blitzschutzsystem
- c. Steuerung
- d. Brake Box
- e. Wechselrichter

Der in der WESpe eingesetzte Generator ist speziell für die Anwendung im KWEA-Bereich entwickelt worden. Der permanenterrregte Synchrongenerator ermöglicht den drehzahlvariablen Betrieb. Der Hersteller, die Fa. Hübner aus Gießen, hat umfangreiche Messungen am Generator vorgenommen. U.a. war es wichtig, das tatsächliche Bremsmoment zu vermessen.

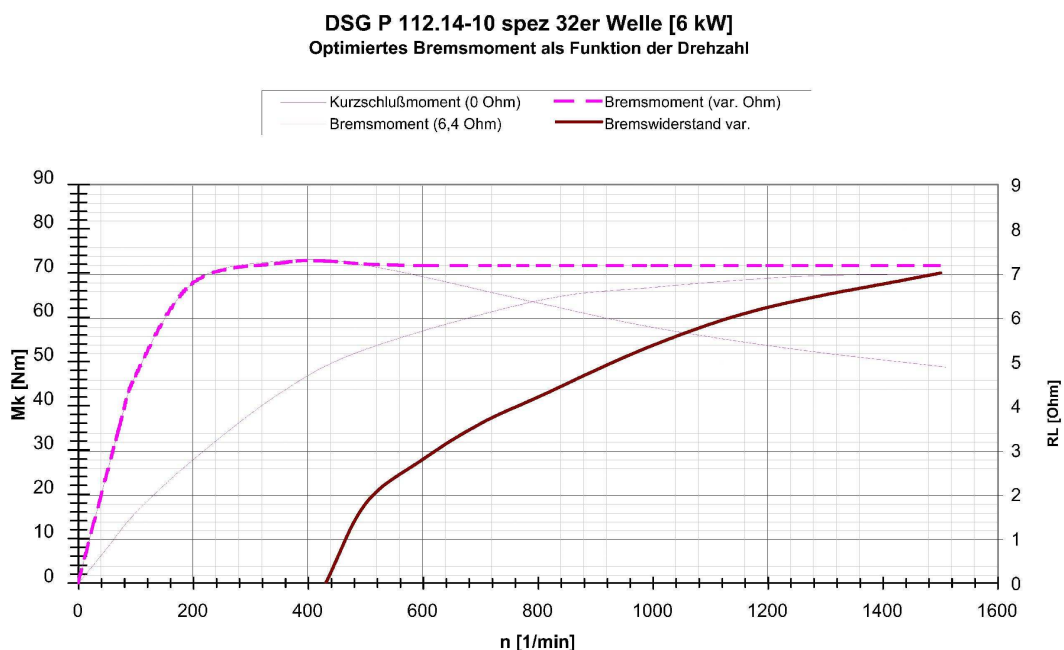


Abb. 19. Bremsmoment als Funktion der Drehzahl



Die gestrichelte Kurve stellt den idealen Bremsverlauf dar. Dieser wird mit Hilfe der Soft Brake Box (siehe Kapitel 5.1.3.), die gemeinsam mit der Fa. Inensus aus Goslar entwickelt wurde, auch umgesetzt.

Die Soft Brake Box (SBB) schützt den nachgeschalteten WR vor Überspannung. Sobald der Schwellwert (560 bis 580 V DC) überschritten wird, bremst die Anlage automatisch ab. Ferner dient die SBB dazu, die in Deutschland geforderte Netzüberwachungszeit von 60 sec., mittels sanfter Zuregelung des Lastwiderstandes durch Pulsweitenmodulation ab zu regeln.

Im Bremsfall werden der Generatorstrom und damit das Bremsmoment ebenfalls durch Pulsweitenmodulation auf 22 A<sub>DC</sub> begrenzt.

Der Bremsmomentverlauf bei Einsatz der „Soft Brake Box“ wurde ebenfalls vermessen.

Wir haben eine eigene SPS- Steuerung für die Überwachung der WESpe entwickelt, gebaut und getestet. Es ist vorgesehen, später das Programm über die Mikroprozessor-Steuerung der Brake Box mit laufen zu lassen.

#### Anlagenüberwachung/Parametrierung

- Generator Temperaturwächter (PT100)	=> Temp. oberhalb Grenzwert von 120°C
- Schwingungssensor (Positionsschalter)	=> Zu starke Schwingungen $a > 3\text{m/s}^2$
- Drehzahlsensor an der Rotorwelle	=> Drehzahl oberhalb Grenzwert von 170 1/min
- Außentemperaturwächter (PT100)	=> Außentemp. außerhalb der Betriebsparameter $> 40^\circ\text{C}$ und $< -20^\circ\text{C}$
- Anemometer	=> Windgschw. oberhalb der Betriebsparameter 2 sek. über 20m/s
- Passive Netzüberwachung	=> Einfallen der Schütze (Lastabschaltung und Zuschalten der Bremswiderstände)
- Phasenfehler	=> Einfallen der Schütze (Lastabschaltung und Zuschalten der Bremswiderstände)

*Ein Autoreset erfolgt ausschließlich bei Abschaltung wegen Außentemperatur, Netzfehler und Windgeschwindigkeit zu hoch.*

### **5.3.5. Turm**

Der Stahlrohrturm ist 15m lang und besteht aus drei Rohrsektionen 168,3 x 6,3, die über angeschraubte Steckverbindungen 152,4 x 8,8 miteinander verbunden sind. Die Sektionen bestehen aus warmgefertigten Rohrprofilen. Der Turm ist in zwei Höhen in vier Richtungen abgespannt.

Über ein Jütrohr (Jütbaum)<sub>33</sub> kann die gesamte Anlage mittels Seilzug umgelegt werden, um die Installation-, Reparatur- und Wartungsarbeiten zu erleichtern. Sämtliche Bauteile sind feuerverzinkt.

Eine besondere Herausforderung bei der Erstellung der Turmstatik, die von der Fa. P.E. Concepts erstellt wurde, stellte der drehzahlvariable Betrieb der WESpe dar.

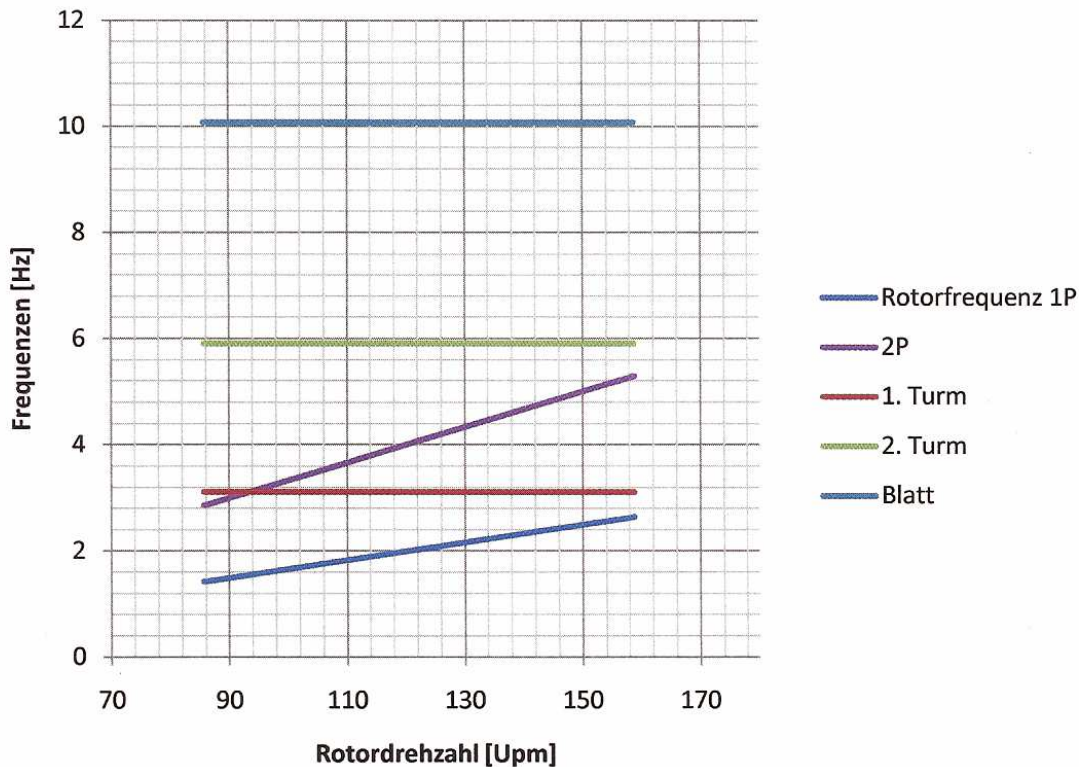


Abb. 20. Statische Campbell Diagramm

Die Geometrie des Turmes ist so modelliert, dass die gemessene 1. und 2. Turmeigenfrequenzen abgebildet werden. Die Blattfrequenzen werden aus den Blattdaten berechnet und entsprechen im Rahmen der Genauigkeit den gemessenen Frequenzen.

Bei abgespannten Türmen kann die Höhe der Abspannpunkte variiert und damit die Eigenfrequenzen des Turmes verändert werden. Im drehzahlvariablen Betrieb besteht häufig die Gefahr, dass die Rotordrehfrequenz in den Bereich der Turmeigenfrequenzen fällt. Dadurch kann es zu Turmschwingungen kommen, die bei ungünstigen Bedingungen einen Totalschaden der Anlage verursachen können.

Der so modellierte Turm wurde gebaut und ist seit Januar 2010 im Einsatz.

Turmschwingungen sind nicht zu beobachten.

Die Typenprüfung für diesen Turm liegt vor.



### 5.3.6. Fundament

Die Gründung der WESpe wird auf einem Stahlbeton- Kreuzfundament hergestellt. Das Kreuz besteht aus vier gleich langen Armen und hat eine Gesamtbreite von 13.7m. Die Fundamentarme weisen einen Querschnitt von  $b/h = 40/60\text{cm}$  auf. An den Enden der Arme und in der Fundamentmitte befinden sich kurze Sockel zur Aufnahme der einbetonierten Stahlbauteile. Dieser Fundamenttyp wurde zusammen mit dem in Kapitel 5.3.5. beschriebenen Turm typengeprüft.

Andere Fundamentvarianten sind untersucht worden. Die Herstellung des Kreuzfundamentes ist relativ aufwändig und damit kostenintensiv. Folgende Varianten wurden bzw. werden noch geprüft:

- Stahlkreuz- Fundament ( besteht nur aus Stahlträgern )
- Stahlbeton- Punktfundamente ( siehe Abb. 22 )
- Schraubanker
- Stahl- Punktfundament

Die Kombination aus Schraubankern für die Abspannfundamente und Stahlbeton- Punktfundament als Mittelfundament, wurde beim Prototypen eingesetzt. Diese Variante ist nicht typengeprüft und musste daher einer Einzelprüfung durch den örtlichen Prüfstatiker unterzogen werden. Der Aufwand zur Herstellung ist wesentlich geringer, aber die Gesamtkosten fallen ähnlich aus, wie bei dem Stahlbeton- Kreuzfundament. Dies liegt in den zusätzlichen Kosten durch den Prüfstatiker begründet. Die Kosten für das Fundament liegen bei den vorgenannten Varianten bei ca. 15% der Gesamtkosten. Um den Gesamtpreis der schlüsselfertigen WESpe und damit dessen Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, werden zur Zeit noch andere Fundament- Varianten untersucht.

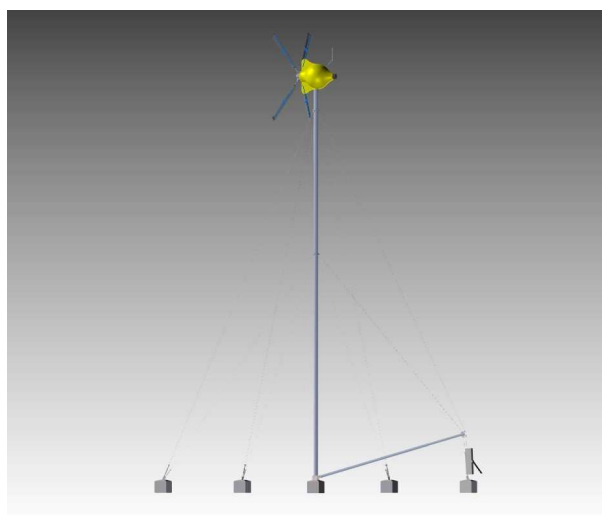


Abb. 21. Gesamtansicht WESpe mit Punktfundamenten

## 5.4. Diskussion der Ergebnisse

Die Entwicklung der WESpe ist größtenteils abgeschlossen. Wie im Kapitel 5.3. ausführlich dargelegt, sind die einzelnen Komponenten nach bestem Wissen und Gewissen und dem aktuellen Stand der Technik konstruiert und nachgewiesen worden. Die Erfahrungen und Messungen aus dem Betrieb des Testträgers haben dabei einen wertvollen Beitrag geleistet. Relativ zeitnah wurden technische Neuerungen in die Testanlage eingebaut und auf Ihr Laufverhalten hin untersucht. Nur so war es möglich, die zur Verifizierung der Berechnungen erforderlichen Messungen beizubringen.

Im Mai 2009 wurde mit der DBU vereinbart, die Entwicklung durch die WES IBS GmbH (Antragsteller) auf eigene Kosten und unter eigener Regie fortzuführen. Der Aufwand, der für die Bearbeitung der Förderauflagen geleistet werden musste, stand für uns nicht im Verhältnis zum Nutzen der Förderung. So haben sich auch die im Förderantrag noch aufgeführten Arbeitsschwerpunkte verschoben. Im Laufe der Entwicklungsarbeit hat sich mehr und mehr herauskristallisiert, dass der Arbeitsaufwand für die Zertifizierung und technische Optimierung der wesentlichen Bauteile, zum Zeitpunkt der Antragsstellung unterschätzt wurde. Es gibt eine Vielzahl von Bereichen, die im Rahmen der Entwicklung der WESpe noch weiter untersucht werden könnten. Aus Zeit und Kostengründen haben wir uns aber dazu entschieden, den Erfordernissen für einen baldigen Markteintritt gerecht zu werden. So ist auf weitere Entwicklung der Verkleidung und des Windleitbleches verzichtet worden, auch vor dem Hintergrund, weil die durchgeführten Versuche kaum Optimierungspotential versprochen haben.

Intensiv bearbeitet und in Kapitel 5.3. bereits aufgeführt, haben wir folgende Entwicklungsschritte:

- Fliehkraft-Pitch/ Rotor
- Fundament
- Wechselrichter (WR)
- Steuerung
- Validierung
- Bau einer optimierten Anlage

Als wesentlicher Themenschwerpunkt sind die Vermessungen und die daraus resultierenden Aufgabenstellungen an die Anlagentechnik zu nennen. Dies betrifft insbesondere die Erfordernis eine „Soft Brake Box“ zu entwickeln und die Leistungskurve zu optimieren. Im Kapitel 5.2. wurde ausführlich dargelegt, wie und in welchem Rahmen die Vermessungen stattfanden. Zurzeit fällt hierbei noch ein wesentliches Augenmerk auf die Leistungskurvenvermessung. Die Ergebnisse sind noch nicht zufrieden stellend. Zwar werden die 5 kW- Nennleistung bereits bei ca. 12m/s erreicht, im Teillastbereich ist der  $c_p$ - Wert aber möglicherweise noch optimierbar. Wir versprechen uns durch den Einsatz eines WR mit erweitertem Spannungsbereich eine deutliche Steigerung der Leistungskurve im unteren und mittleren Leistungsbereich. Diese Tests werden zu Beginn des kommenden Jahres durchgeführt. Mittelfristig ist, wie bereits in der Einleitung angesprochen, eine Optimierung der WESpe für Binnenlandstandorte vorgesehen. Grundlage dabei ist, um den Aufwand für die Weiterentwicklung möglichst gering zu halten, dass die Lasten gegenüber der WESpe 5.0 nicht oder nur geringfügig höher werden. Unter Beibehaltung der jetzigen Auslegung und Konstruktion ist die Erhöhung des Rotordurchmessers und der Nabenhöhe vorgesehen. Wir haben anhand der wichtigsten Auslegungsparameter eine Vorauslegung vorgenommen. Die Auslegung erfolgt für Windzone 2 nach DIBT, entsprechend Windklasse S nach IEC.

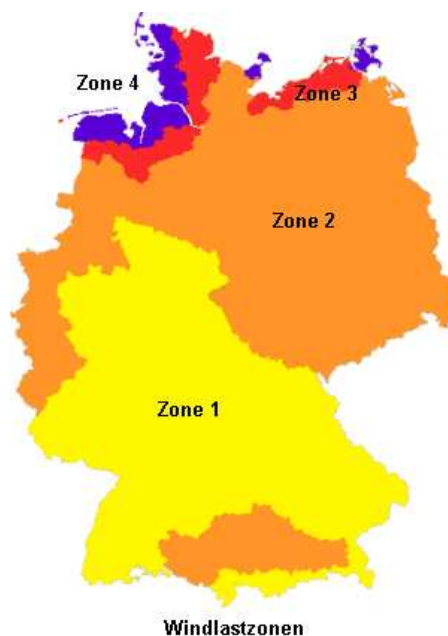


Abb. 22. Windlastzonen in Deutschland

Mehr als 90% der Landesfläche der Bundesrepublik Deutschlands liegen im Bereich der Windzone I und II. Für diese Zonen ist zurzeit unseres Wissens nach kaum eine

KWEA auf dem Markt verfügbar, die einen wirtschaftlichen und sicheren Betrieb zu den jetzigen Einspeisebedingungen des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) ermöglicht. Die Binnenlandversion der WESpe soll folgende technische Eckdaten aufweisen:

Rotordurchmesser: 6 bis 6,5m

Nabenhöhe: 18 bis 24m

Nennleistung: 4 bis 5 kW

Alle sonstigen technischen Daten werden, wie im Kapitel 5.3.1. aufgeführt, übernommen.

Bei einer Standard- Weibullverteilung<sup>34</sup> ergibt sich für einen Standort mit z.B. 4,5m/s Windgeschw. im Jahresmittel folgende Ertragssituation:

WESpe 5.0	WESpe 6.5 ( Drotor=6,5m; Nennleistung=4,6 kW)
6.200 kWh/Jahr	9.600 kWh/Jahr

So wäre ein Mehrertrag von fast 55% zu erreichen. Damit könnte eine Wirtschaftlichkeit an vielen Standorten, auch im Binnenland ermöglicht werden. Ein weiterer Absatzmarkt stellt die Integration der WESpe als Energieerzeuger für einen Energiecontainer dar. Gemeinsam mit der Fa. Hübner aus Gießen, wurde dieser Container entwickelt und gebaut.

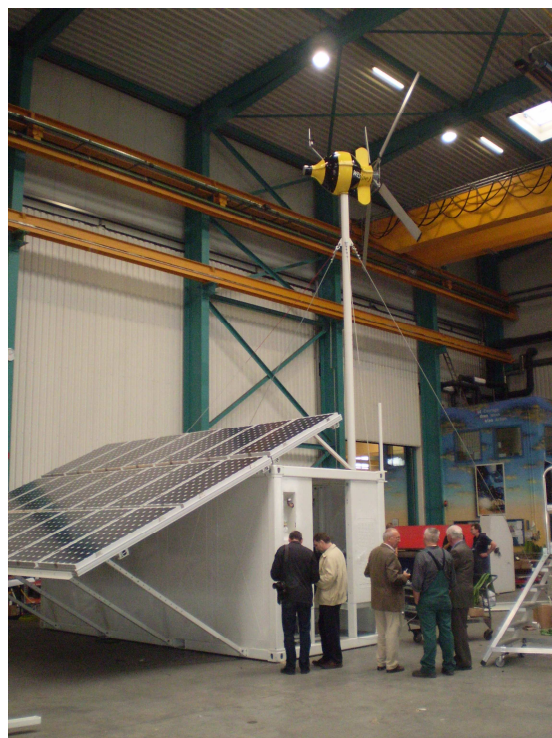


Abb. 23. Energiecontainer mit WESpe

Umfangreiche Marktrecherchen haben ergeben, dass der Bedarf an mobilen Energieerzeugungsanlagen sehr groß ist. In abgelegenen und/oder schwer erreichbaren Gebieten ist der Einsatz von regenerativen Energiequellen zudem noch wesentlich wirtschaftlicher als die Nutzung von fossilen Energieträgern. Die Fa. Hübner hat, durch Lieferung von Komponenten für herkömmliche Energiecontainer, über viele Jahre Erfahrungen in diesem Gebiet gesammelt. So betragen die Kosten für z.B. Diesel, welches zu entlegenen Standorten transportiert werden muß, bis zu 50,-€/l und mehr. Hierfür ist die Nutzung von regenerativen Energiequellen nicht nur ökologisch sondern auch wirtschaftlich sinnvoll und alternativlos.

### **5.5. Ökologische, Ökonomische und technologische Vorhabensbewertung**

Um nennenswerte ökologische Effekte und technologische Fortschritte im Bereich der Nutzung von KWEA erzielen zu können, ist ein wirtschaftlicher Betrieb die Grundvoraussetzung. Die Wirtschaftlichkeit hängt von folgenden Faktoren ab:

- Leistungskurve
- Reparatur- und Wartungsaufwand
- Standorteigenschaften
- Erforderliche Infrastruktur- Maßnahmen
- Einspeisevergütung
- Einspeisebedingungen
- Projektierungsaufwand (u.a. Baugenehmigungsverfahren)

Zusammengefasst bedeutet dies, dass die Finanzierungs- und laufenden Kosten durch die Einspeisevergütungen bzw. Einsparungen getragen werden und am Ende eine ausreichende Rendite für den Betreiber solcher Anlagen herauskommen muß. Am Folgenden Beispiel soll einmal veranschaulicht werden, wie eine solche Wirtschaftlichkeit an einem windreichen Standort ( $v_{ave} > 5\text{m/s}$ ) aussehen kann:

Standort:	geringe Geländerauhigkeit mit $v_{ave} > 5\text{m/s}$
Anlage:	WESpe 5.0 mit 15,5m Nabenhöhe
Infrastruktur:	Durchschnitt, kein Zusatzaufwand
Jahresenergieertrag:	10.000 kWh
Anteil Eigenverbrauch:	50%
Vergütung nach EEG:	0,09 €/kWh
Einsparung Eigenverbrauch:	0,22 €/kWh
Jährliche Steigerung Bezugsstrom:	5%
Gesamtfinanzierungskosten:	20.000,- € netto
Eigenkapital:	5.000,- €
Finanzierung:	über 14 Jahre, 3,5% Zins fest
Laufende Kosten:	300,- €/Jahr

Mit diesen Eckdaten beträgt die Amortisationszeit für die WESpe ca. 14 Jahre.

Mit ca. 4000,- €/kWh Gestehungskosten, liegt die WESpe im Vergleich zu anderen Herstellern im Mittelfeld. Die Leistungskurve ist aber für die Wirtschaftlichkeit ein ebenfalls wichtiger Aspekt. In Kapitel 5. haben wir ausführlich die Vermessung der Leistungskurve beschrieben. Solche Vermessungen sind sehr kostspielig und werden noch selten an KWEA durchgeführt. Von daher gibt es kaum Vergleichsmöglichkeiten mit anderen Herstellern. Sicher ist, dass die meisten Vertikalläufer<sup>35</sup> gegenüber den Horizontalläufern<sup>36</sup> einen geringeren aerodynamischen Leistungsbeiwert ( $c_p$ ) aufweisen. Die Leistungskurve der WESpe ist über einen großen Leistungsbereich mit  $c_p$ - Werten von über 0,35 verhältnismäßig gut. Damit und mit der Auslegung der WESpe auf Langlebigkeit und damit zu erwartenden geringen Betriebskosten, sollte eine Wettbewerbsfähigkeit gegeben sein.

Bei der ökologischen Betrachtung ist zunächst festzustellen, dass der Bau der WESpe keine toxischen Stoffe verwendet, im laufenden Betrieb solche Stoffe nicht erforderlich sind und beim Rückbau der Anlage alle Komponenten ohne Probleme sinnvoll recycelt werden können.

Eine Beeinträchtigung der Tierwelt durch Flügelschlag ist aufgrund der Anlagen-dimension als eher gering ein zu stufen. Dies gilt auch für die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes.

Betrachtet man CO<sub>2</sub> als Kriterium für die Umweltrelevanz, so wird in Anlehnung an Untersuchungen von Großwindanlagen geschätzt, dass durchschnittlich nach ca. 2 Jahren die CO<sub>2</sub> Bilanz der WESpe positiv ist.

Bleibt man bei dem Beispiel auf Seite 49, so werden jährlich ca. 6,3t CO<sub>2</sub>-Emission eingespart. Dies beträgt ca. 15% der CO<sub>2</sub>- Emission eines durchschnittlichen Haushaltes in Deutschland.

Grundsätzlich wird durch den Einsatz von KWEA die Emission von Treibhausgasen bei der Stromproduktion reduziert. Sie tragen zur dezentralen Stromerzeugung bei, was lange Transportwege vermeidet und die Leitungsnetze entlastet. Dies ist vor allem in Gegenden mit schwacher Leitungsinfrastruktur ein Thema.

Im Kapitel 5 dieses Berichts ist dargelegt worden, dass die WESpe dem neuesten Stand der Technik entspricht und die Entwicklung unter Verwendung von modernen Mess- und Berechnungsmethoden durchgeführt wurde.



Trotz Reduzierung der Gestehungskosten und technischer Optimierungen u.a. hinsichtlich der Leistungscharakteristika und der Lebensdauer, ist ein wirtschaftlicher Betrieb der WESpe in der Bundesrepublik Deutschland nur an wenigen Standorten möglich. Um technologisch stets auf dem neuesten Stand zu bleiben und einen merklichen positiven ökologischen Effekt durch die WESpe zu erzielen, ist eine Reformierung der Einspeisebedingungen von Nöten. Viele Nachbarländer verfügen bereits über ein geeignetes Förderinstrument und der Ausbau der KWEA geht dort auch merklich rasanter voran. Der KWEA- Markt verspricht in den nächsten Jahren enormen Zuwachs. Ständig steigende Preise für die Bereitstellung von Primärenergie und das zunehmende Bedürfnis vieler Menschen nach Unabhängigkeit, gerade auch auf dem Energiesektor, belegen dies. Das Marktpotential ist enorm und es gibt wohl kaum eine Branche, bei der die Volkswirtschaftliche Bedeutung so schwer einschätzbar ist. Dabei sind die anstehenden Reformen im Bau- und Energierecht von wesentlicher Bedeutung.

## **5.6. Verbreitung der Vorhabensergebnisse**

Auf der Messe „New Energy“ in Husum 2009 haben wir einen Vortrag zum Thema „Lebensdauer von KWEA“ am Beispiel der WESpe gehalten. Im Jahr 2010 hielten wir einen Vortrag auf dem Techniker Stammtisch in Plön zum Thema KWEA am Beispiel der WESpe. Die WESpe ist seit dem auf verschiedenen Messen vorgestellt worden. U.a. auf der Norla in Rendsburg 2010 oder auch auf der Husum Wind Messe 2010. Hier wurde die WESpe in Betrieb mit einem Energiecontainer gezeigt. Dieser Energiecontainer ist eine gemeinsame Entwicklung der Firmen Johannes Hübner in Gießen und der WES IBS GmbH.

## **6. Fazit**

Nicht alle im Förderantrag genannten Entwicklungsschritte konnten intensiv bearbeitet werden. Im Vordergrund des Projektes stand, die Komponenten des Testträgers soweit zu optimieren, dass ein sicherer, leistungsstarker und zuverlässiger Betrieb gewährleistet werden kann, und dies zu wirtschaftlichen Bedingungen an guten Windstandorten (Windzone III+IV). Mit Erlangung der Typenprüfung nach DIBT für die WESpe mit 15m Turm und Kreuzfundament, ist

der Markteintritt nun auch baurechtlich abgesichert. Für das Design Assessment nach IEC 61400-2 ist die Prüfung der maschinenbaulichen- und elektr. Komponenten noch nicht abgeschlossen. Die entsprechenden Unterlagen wurden eingereicht und mit einem Abschluß dieser Prüfung wird im 1. Quartal 2011 gerechnet. Die WESpe 5.0 ist für Starkwindstandorte entwickelt worden und kann dort auch an vielen Standorten wirtschaftlich betrieben werden. Für die windschwächeren Zonen (I+II), die über 90% der Landesfläche der Bundesrepublik Deutschland ausmachen, ist eine Weiterentwicklung der WESpe vorgesehen. Um einen wesentlichen Beitrag zur Dezentralisierung der Energieerzeugungsanlagen durch KWEA leisten zu können, ist jedoch in erster Linie eine angemessene Einspeisevergütung im EEG (Erneuerbaren- Energien-Gesetz) Grundvoraussetzung. Erst dadurch wird es den Entwicklern und Herstellern dieser Anlagen ermöglicht, auch kostenintensive Weiterentwicklungen vorzunehmen. Der Vergleich mit der PV- Branche zeigt, wie stark eine angemessene Vergütung die technische Weiterentwicklung und damit auch die Kostensituation beeinflussen. Beispielsweise haben sich seit Aufnahme der PV-Vergütung ins EEG, die Erstellungskosten binnen 8 Jahren, ca. halbiert. Eine ähnliche Entwicklung ist in der KWEA- Branche auch zu erwarten und den hiervon betroffenen Firmen und Interessenten nur zu wünschen.



## 7. Literaturverzeichnis

- [1] Deutsches Institut für Bautechnik: *Richtlinien für Windenergieanlagen*, DIBT Heft 8, Fassung 2004.
- [2] Deutsches Institut für Normung e.V. und VDE: *Windenergieanlagen- Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:2006)*, Fassung 2006.
- [3] American Wind Association veröffentlicht im Internet unter:  
(<http://www.awea.org/smallwind/documents/31958.pdf>).
- [4] International Electrotechnical Commission: *IEC 61400-12-1 power performance measurements of electricity producing wind turbines*; 2005-12.
- [5] Erich Hau: *Windkraftanlagen*, Springer Verlag 1988.
- [6] Ines Döring: *Facharbeit mit dem Thema „Konstruktion und Erprobung einer Messvorrichtung für Rotorblätter einer KWEA zum Ziel der Synchronisierung der Aktiv-Stall-Regelung“*, Abschlussprüfung staatl. Gewerbeschule Stahl- und Maschinenbau HH 2010.
- [7] Horst Crome: *Handbuch Windenergie Technik*, Ökobuch Staufeu bei Freiburg, erste Auflage.
- [8] Stephan Kruse: *Bachelor- Thesis zum Thema „Entwurf, Festigkeitsberechnung und Fertigungsanalyse verschiedener Maschinenträger- Konzepte der KWEA WESpe“*, FH- Flensburg 2010.
- [9] Christophe Ebanga Onguene, Marina Schulz, Lars Zieren: *Studienarbeit mit dem Thema „Berechnung einer Windturbine am Beispiel einer Klein WEA, Typ WES[pe] der Firma WES“*, HAW Hamburg 2008.

# Anhang



Essen, 16.09.2010  
7012/09, petr-pfaf

**TÜV NORD CERT GmbH**  
Langemarckstraße 20  
45141 Essen  
Tel.: 0201 825-0  
Fax: 0201 825-2517  
info.tncert@tuev-nord.de  
www.tuev-nord-cert.de

## **Bericht zur Typenprüfung**

**Nr. T-7012/09 - 1**

**PRÜFAMT FÜR BAUSTATIK  
VON WINDENERGIEANLAGEN**

gem. RdErl. d. Ministeriums  
für Bauen und Verkehr  
Az. VI A 2 - 111 -  
vom 23.1.2006

Typenentwurf: **Turm und Fundament für die Kleinwindenergieanlage**  
WESpe 5kW, Nabenhöhe 15,5 m, Rotorblatt CK220 (Ø 5,00 m),  
Windzone IV gemäß DIBt-Richtlinie Fassung März 2004, Anhang B;  
In 4 Richtungen abgespannter Stahlrohrturm auf kreuzförmiger  
Flachgründung ohne Auftrieb

Antragsteller: WES IBS GmbH  
Österstrasse 15  
25693 St. Michaelisdonn  
Deutschland

Geltungsdauer: 30.09.2015

Der Bericht umfasst 15 Seiten und 15 Anlagen

## **1. Allgemeine Bestimmungen**

1.1 Diese Typenprüfung entbindet die Bauaufsichtsbehörde zwar von der Verpflichtung zur nochmaligen Prüfung in statischer Hinsicht, nicht jedoch von der Verpflichtung zu überwachen, ob die Bauausführung mit diesem Bericht zur Typenprüfung und seinen unter Punkt 4 aufgeführten Anlagen übereinstimmt.

Bei Abweichungen von diesem Bericht zur Typenprüfung oder seinen Anlagen ist die Standsicherheit im Einzelfall nachzuweisen und zu prüfen.

1.2 Dieser Bericht zur Typenprüfung ersetzt keine für die Durchführung von Bauvorhaben erforderlichen Genehmigungen.

1.3 Dieser Bericht zur Typenprüfung darf nur vollständig - nicht auszugsweise - und seine Anlagen (siehe Punkt 4) dürfen nur zusammen mit diesem Bericht zur Typenprüfung verwendet oder veröffentlicht werden.

1.4 Zur Verlängerung der Geltungsdauer dieser Typenprüfung ist ein Antrag erforderlich.

1.5 Das Recht auf vorzeitigen Widerruf bleibt dem Prüfamts für Baustatik der TÜV NORD CERT GmbH vorbehalten.

## **2. Beschreibung**

Der Stahlrohrturm ist 15 m lang und besteht aus drei Rohrsektionen 168,3 x 6,3, die über angeschraubte Steckverbindungen 152,4 x 8,8 miteinander verbunden sind. Die Sektionen bestehen aus warmgefertigten Rohrprofilen. Der Turm ist in zwei Höhen in 4 Richtungen abgespannt.

Der Anschluss des Turmes an das Fundament erfolgt über einbetonierte Stahlbauteile. Der Turmfuß und die Abspannseile sind dabei gelenkig gelagert.

Das kreuzförmige Fundament besteht aus 4 gleich langen Armen und hat eine Gesamtbreite von 13,7 m. Die Fundamentarme haben einen Querschnitt von  $b/h = 40/60\text{cm}$ . An den Enden der Arme und in Fundamentmitte befinden sich kurze Sockel zur Aufnahme der einbetonierten Stahlbauteile.

Das Fundament ist mit einer statisch erforderlichen 30cm dicken Erdschicht mit einer minimalen Wichte von  $18\text{ kN/m}^3$  bedeckt.

Der maximale Wasserstand aus Schichten- und Oberflächenwasser oder Grundwasser wird  $-0,9\text{ m}$  unterhalb der Geländeoberkante angesetzt.

Der Turm dient zur Aufnahme der drehzahlvariablen 4-blättrigen Kleinwindenergieanlage WESpe 5kW mit einer Nabenhöhe von 15,5 m und dem Rotorblatt CK220.

Die Windenergieanlage arbeitet im Drehzahlbereich von  $75\text{ bis }170\text{ min}^{-1}$ .

$n_{\min} = 75\text{ min}^{-1}$	$f_{R,1P} = 1,25\text{ Hz}$	$f_{R,4P} = 5\text{ Hz}$
$n_{\text{nenn}} = 165\text{ min}^{-1}$	$f_{R,1P} = 2,75\text{ Hz}$	$f_{R,4P} = 11,00\text{ Hz}$
$n_{\max} = 170\text{ min}^{-1}$	$f_{R,1P} = 2,83\text{ Hz}$	$f_{R,4P} = 11,33\text{ Hz}$

Anzahl der Rotorblätter:	4
Rotordurchmesser:	5 m
Überstrichene Rotorfläche:	$25\text{ m}^2$
Rotorblatt:	CK 220
Nennleistung:	5 kW

Die ersten Eigenfrequenz des Turmes ergeben sich zu:

$f_0 = 3,21\text{ Hz}$
$f_1 = 3,29\text{ Hz}$
$f_2 = 5,94\text{ Hz}$
$f_3 = 5,94\text{ Hz}$
$f_4 = 8,86\text{ Hz}$
$f_5 = 8,90\text{ Hz}$

Der Betriebsfestigkeitsrechnung liegt eine Lebensdauer der Windenergieanlage von 20 Jahren zu Grunde.

### **3. Umfang der bautechnischen Prüfung**

Gegenstand der Typenprüfung ist der Tragsicherheitsnachweis inklusive Betriebsfestigkeitsnachweis des Turmes, die Ermittlung der Eigenfrequenzen im Verhältnis zu den Anregungsfrequenzen des laufenden Rotors, sowie der Tragsicherheitsnachweis des Kopfflansches. Die Schraubverbindung zwischen Kopfflansch und Maschinenträger ist nicht Bestandteil der Prüfung (siehe auch /11.17/)

Des Weiteren erstreckt sich die Prüfung auf die Standsicherheit und die Tragfähigkeit des Fundamentes und der Stahlbauteile zum Anschluss des Turmes.

Die Prüfung der angesetzten Lasten aus der Windturbine erfolgte in Form einer gutachtlichen Stellungnahme durch geeignete Sachverständige (siehe Abschnitt 7).

Die Zustände während des Transportes und der Montage sind nicht Bestandteil dieser Prüfung.

### **4. Anlagen zum Bericht zur Typenprüfung**

Folgende Anlagen definieren die Windenergieanlage dieser Typenprüfung:

Anlage Nr. 1: „Anlagen- und Betriebsbeschreibung, WESpe 5.0, Dokument Nr.: WESpe 5.0-001“, Rev. B, 5 Seiten plus Deckblatt vom 12.11.2009  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn

Folgende Anlagen wurden in bautechnischer Hinsicht typengeprüft:

- Anlage Nr. 2: Zeichnung „Gesamtansicht Mast“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA 5K.5-Rev.10-01 001, Rev. 03 vom 20.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn
- Anlage Nr. 3: Zeichnung „Gesamtansicht Turm –Abspannmaße“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA5K.5-Rev.10-01003, Rev. 02 vom 19.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn
- Anlage Nr. 4: Zeichnung „Oberes Turmsegment“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA 5K.5-Rev.10-02 100, Rev. 04 vom 11.08.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn
- Anlage Nr. 5: Zeichnung „Zusammenbau mittleres Turmsegment“, Zeichnungs-  
Nr.: 6225-WEA 5K.5-Rev.10-02 200, Rev. 04 vom 11.08.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn
- Anlage Nr. 6: Zeichnung „Steckverbindung Rohr HFCHS DIN EN 10210  
– S235JR - 152,4x8,8“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA 5K.5-Rev.10-02 005, Rev. 03 vom 20.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn
- Anlage Nr. 7: Zeichnung „Seilanschlagöse“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA 5K.5-Rev.10-02010, Rev. 02 vom 19.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn
- Anlage Nr. 8: Zeichnung „Topflansch konisch ohne Lager“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA5K.5-Rev.10-02011, Rev. 03 vom 20.07.2010,



erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn

Anlage Nr. 9: Zeichnung „Juterohr 6,5m – neue Anbindung“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA5K.5-Rev.10-02022, Rev. 02 vom 19.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstrasse 15, 25693 St. Michaelisdonn

Anlage Nr. 10: Zeichnung „Anschlaglasche Juterrohr“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA5K.5-Rev.10-02023, Rev. 02 vom 19.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn

Anlage Nr. 11: Zeichnung „Turmsegment unten“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA5K.5-Rev.10-02301, Rev. 02 vom 19.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstrasse 15, 25693 St. Michaelisdonn

Anlage Nr. 12: Zeichnung „Anbindung Mittelfundament“, Zeichnungs-Nr.:  
6225-WEA5K.5-Rev.10-02021, Rev. 02 vom 19.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn

Anlage Nr. 13: Zeichnung „Fundamenteinbauteil – seitliche Abspannung“,  
Zeichnungs-Nr.: 6225-WEA5K.5-Rev.10-03003, Rev. 0 vom  
28.07.2010,  
erstellt von  
WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn

Anlage Nr. 14: Zeichnung: „Bauwerk: WES pe 5.0, Bauteil: Fundament,  
Darstellung: Schalplan, Auftrags-Nr.: A9277/09“, Blatt-Nr.: 1a vom  
26.07.2010, erstellt von  
Fröhling & Rathjen GbR mbH, Schulstraße 22, 21698 Harsefeld





Anlage Nr. 15: Zeichnung: „Bauwerk: WES pe 5.0, Bauteil: Fundament,  
Darstellung: Bewehrungsplan, Auftrags-Nr.: A9277/09“, Blatt-Nr.: 2,  
vom 07.07.2010, erstellt von  
Fröhling & Rathjen GbR mbH, Schulstraße 22, 21698 Harsefeld

## **5. Grundlagen des Typenentwurfs**

### **5.1 Geprüfte Unterlagen**

Als bautechnische Unterlagen des Typenentwurfs wurden geprüft:

- 5.1.1 „WES energy GmbH, Rohrturmstatik WES[pe], Dokument-Nr. (rev.): ws001-S (G)“;  
Seiten 1 bis 40 vom 14.07.2010,  
erstellt von P.E. Concepts GmbH, Kruppstraße 82 – 100, 45145 Essen
- 5.1.2 „WES energy GmbH, FE Berechnung des Kopfflansches für WES [pe], Dokument-  
Nr. (rev.): ws002-KF (A)“, Seite 1 bis 25 vom 05.07.2010,  
erstellt von P.E. Concepts GmbH, Kruppstraße 82 – 100, 45145 Essen
- 5.1.3 „Rechnerischer Nachweis: Fundamenteinbauteil, KWEA WESpe 5.0, Abspannanker  
der seitlichen Abspannung“, 3 Seiten vom 28.07.2010,  
erstellt von WES IBS GmbH, Österstraße 15, 25693 St. Michaelisdonn
- 5.1.4 „Statische Berechnung für das Kreuzfundament der Windenergieanlage WES pe 5.0  
IEC 61400-2 Ed. 2, SWT class II, Auftrags-Nr.: 9277/09“, Seiten 1 bis 96 vom  
07.07.2010,  
erstellt von Fröhling & Rathjen GbR mbH, Schulstraße 22, 21698 Harsefeld

## 5.2 Sonstige Unterlagen

- 5.2.1 Lastannahmen: „Lasten für KWEA WESpe nach EN 61400-2 (IEC2) DIBT Klasse 4“,  
Dok.-Name: R\_095\_001\_Lasten5mRotor\_R5, Rev. 5 vom 11.11.2009, erstellt von  
Windrad Engineering GmbH, Mollisstrasse 10, 18209 Bad Doberan, Deutschland.

## 6. Technische Baubestimmungen

Den Berechnungen und der Prüfung liegen insbesondere folgende technische Baubestimmungen zugrunde:

- Richtlinie für Windenergieanlagen (Fassung März 2004; DIBt, Berlin)
- DIN EN 61400-2 „Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2: 2006; Deutsche Fassung EN 61400-2: 2006“ (02.2007)
- DIN 18 800-1 bis -4 (11.2008):                    Stahlbauten
- DIN 18 800-7 (11. 2008):                         Stahlbauten Ausführung und Herstellerqualifikation
- DIN V 4133 (07.2007):                            Schornsteine aus Stahl
- DIN V / ENV 1993-1-1 (04.1993):                Eurocode 3, Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten mit DAST-Richtlinie 103 (NAD)
- DIN 1045-1 (08.2008):                            Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton
- DIN EN 206-1 (07.2001):                         Beton; Teil 1: Festlegung, Eigenschaften, Herstellung und Konformität
- DIN 488-1 (09.1984)                                Betonstahl; Sorten, Eigenschaften, Kennzeichen
- DIN 1054 (01.2005):                                Baugrund; Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau
- DIN 1055-1 (06.2002):                            Lastannahmen für Bauten
- DIN 1055-100 (03.2001)                         Sicherheitskonzept.

## 7. Gutachtliche Stellungnahmen

- 7.1 TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG:  
„Gutachtliche Stellungnahme für die Typenprüfung der Kleinwindenergieanlage WESpe, Rotorblatt CK 220, Nabenhöhe 15.5 m, DIBt (2004) Windzone IV – Lastannahmen – “  
TÜV NORD Bericht Nr. 8000 191 344/1 D, Rev.1 vom 15.01.2010.
- 7.2 TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG:  
„Gutachtliche Stellungnahme zur Prüfung der Kleinwindenergieanlage WESpe 5.0 kW, Nabenhöhe 15.5 m nach IEC 61400-2 (2006) – Sicherheitssystem und Handbücher – “  
TÜV NORD Bericht Nr. 8000 191 344/2 D, Rev.0 vom 08.02.2010.
- 7.3 Zum Zeitpunkt der Prüfung lagen die abschließenden gutachtlichen Stellungnahmen zu den maschinenbaulichen Komponenten und dem Rotorblatt nicht vor, siehe auch 11.17.

## 8. Lastannahmen

Das Eigengewicht der Gondel inkl. Rotorblätter ist mit 300 kg angesetzt.

Die geprüften Lastannahmen erfolgten für das Rotorblatt CK 220 und wurden mit einem gesamtdynamischen Modell der Anlage unter Berücksichtigung der Elastizität von Turm und Rotorblättern bestimmt.

Es wurden die Windlasten für Windzone IV der Richtlinie für Windkraftanlagen, Anhang B.2 angesetzt. Für Windlasten bei Betrieb der Anlage wurden folgende Windgeschwindigkeiten zugrunde gelegt:

Einschaltwindgeschwindigkeit	$v_{\text{ein}} = 4,0 \text{ m/s}$
Nennwindgeschwindigkeit	$v_{\text{nenn}} = 11,0 \text{ m/s}$
Abschaltwindgeschwindigkeit	$v_{\text{aus}} = 20,0 \text{ m/s}$

Die Betriebsfestigkeitsberechnungen beziehen sich auf eine Lebensdauer von 20 Jahren.

Für die Bemessungen wurden die Teilsicherheitsbeiwerte nach der in Abschnitt 6 aufgeführten DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen berücksichtigt.

Die Lastannahmen sind für eine Turmeigenfrequenz von 3,11 Hz mit einer zulässigen Abweichung von  $\pm 5\%$  gültig.

Der maximale Wasserstand aus Schichten- und Oberflächenwasser oder Grundwasser wird an der Fundamentunterkante angenommen. Dementsprechend wird das Fundament ohne Einwirkungen aus Auftrieb berechnet.

Es wurden keine Verkehrslasten im Bereich der S angesetzt.

Einwirkungen aus Erdbeben wurden in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Einwirkungen aus Eislasten im Produktionsbetrieb, sowie exponierte Lagen (nach DIBt Richtlinie) wurden nicht berücksichtigt.

## **9. Baugrundbeanspruchungen**

Der Baugrund muss die in Anlage 14 aufgeführten Mindestwerte aufweisen:

Die vorhandene Bodenpressung wurde mit charakteristischen Lasten ( $\gamma_f = 1,0$ ) ermittelt.

Das Fundament ist mit einer dauerhaften Aufschüttung gemäß Anlage 14 zu versehen. Die Trockenwichte der Aufschüttung muss mindestens  $18 \text{ kN/m}^3$  betragen.

Der maximale Wasserstand aus Schichten- und Oberflächenwasser oder Grundwasser muss unterhalb der Fundamentunterkante liegen.

Die geforderten Bodenkennwerte sind bei jeder Gründung durch einen Bodengutachter den vorhandenen gegenüberzustellen und hinsichtlich der Zulässigkeit zu bewerten. Weiterhin ist vom Bodengutachter die ausreichende Sicherheit gegen Grundbruch zu bestätigen.

Falls die erforderlichen Bodenkennwerte nicht bestätigt werden können oder falls andere Gründungskonstruktionen ausgeführt werden sollen, sind gesonderte Nachweise zu erstellen und zur Prüfung vorzulegen. Die dafür anzusetzenden Lasten sind /5.1.1/ zu entnehmen.

## 10. Baustoffe

### 10.1 Stahlrohrturm

Turmwand: HFCHS DIN EN 10210 (2006) - S235JR - 168,3 x 6,3  
Reduzierstück: DIN EN 10025-2 (04.2005) - S235JR  
Schrauben: Festigkeitsklasse 8.8 nach DIN ISO 898 (08.2009)  
Garnituren bis M36 nach DIN EN 14399-4 (03.2005)  
Vorspannkraft nach DIN 18800-7 (11.2008)  
Anbauteile: DIN EN 10025-2 (04.2005) - S235 JR

### 10.2 Bauprodukte

Spannseile: Kurze Seile: Grenzzugkraft  $\geq 28$  kN nach DIN 18800-1  
Lange Seile: Grenzzugkraft  $\geq 61$  kN nach DIN 18800-1  
Wantenspanner: Betriebslast (WLL) nach Anlage 2  
Mindesttraglast 5 x WLL  
Quer-Bolzendurchmesser für WLL 1.2  $\geq 9,5$  mm  
Quer-Bolzendurchmesser für WLL 2.2  $\geq 15,5$  mm

Schäkel: Betriebslast (WLL) nach Anlage 2  
Mindesttraglast 6 x WLL  
Quer-Bolzendurchmesser für WLL 0,5 ≥ 8 mm  
Quer-Bolzendurchmesser für WLL 1,5 ≥ 12,2 mm  
Quer-Bolzendurchmesser für WLL 2,0 ≥ 16 mm

### 10.3 Fundament

Fundamentplatte C 30/37 DIN EN 206-1 (07.2001)  
DIN 1045-2 (08.2008)  
für XC4, XA1, XF1

Bewehrungsstahl: BSt 500 S(A) DIN 488-1 (09.1984)

Stahleinbauteil: S 235JR nach DIN EN 10025-2 (04.2005)

## 11. Besondere Hinweise

- 11.1 Es ist eine betriebliche Schwingungsüberwachung erforderlich, da die Anlage im Resonanzbereich der Eigenfrequenzen des Turmes betrieben wird. Die erste und zweite Eigenfrequenz schneiden im Produktionsbetrieb den zweifachen Blattdurchgang. Die dritte, vierte, fünfte und sechste Eigenfrequenz schneiden im Produktionsbetrieb den vierfachen Blattdurchgang.  
Vor Inbetriebnahme ist die Schwingungsüberwachung durch eine anerkannte Stelle zu beurteilen. Die gutachtliche Stellungnahme ist in die Bauakte zu übernehmen.
- 11.2 Für die Ausführung der Stahlkonstruktion gilt DIN 18800-7 (11.2008).
- 11.3 Die ausführende Stahlbaufirma muss die Bescheinigung der Klasse E zum Schweißen von Bauteilen aus Stahl nach DIN 18800 Teil 7 mit Erweiterung auf den Anwendungsbereich „DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen“ erbracht haben. Bezüglich der Sicherung der Güte der Schweißnähte ist DIN EN ISO 5817 zu



beachten. Die tragenden Schweißnähte in der Tragkonstruktion müssen der Bewertungsgruppe B entsprechen.

- 11.4 Für den Baustahl müssen Prüfbescheinigungen nach DIN EN 10204 (Abnahmeprüfzeugnisse 3.1) vorliegen, die auch die Zusatzanforderungen nach Abschnitt 9 und DIN 18800-7 belegen.
- 11.5 Für Bleche und Flachstähle mit Dicken über 30 mm, die im Bereich der Schweißnähte auf Zug oder Biegezug beansprucht werden, muss der Aufschweißbiegeversuch nach SEP 1390:1996-07 durchgeführt und durch das Abnahmezeugnis 3.1 als Prüfbescheinigung nach DIN EN 10204 belegt werden. Alternativ zum Aufschweißbiegeversuch können die Äquivalenzkriterien für den Aufschweißbiegeversuch nach DIN 18800-7:2008-11, Tabelle 100, eingehalten werden.
- 11.6 Die Dopplungsfreiheit für alle Flansche ist durch Ultraschallprüfung zu belegen.
- 11.7 Außer den in der Konstruktionszeichnung dargestellten Werkstattschweißnähten hat jegliche Schweißung am Turmmantel zu unterbleiben.
- 11.8 Das Kopfflanschblech ist während der Schweißausführung ausreichend vorzuwärmen. Alternativ muss das Blech in Güteklasse Z25 eingesetzt werden.
- 11.9 Die Spannseile sind durch ein geeignetes Verfahren mit 2 kN vorzuspannen. Innerhalb des 1. Halbjahres nach der Montage (jedoch nicht unmittelbar nach Inbetriebnahme) ist die planmäßige Vorspannung in den Spannseilen durch Nachspannen sicherzustellen.
- 11.10 Bei wiederkehrenden Prüfungen ist §13 der DIBT-Richtlinie für Windenergieanlagen zu beachten. Insbesondere ist zu prüfen, ob die Spannseile die erforderlichen Vorspannkräfte aufweisen. Bei planmäßig vorgespannten Schrauben ist mindestens eine Sicht- und Lockerheitskontrolle durchzuführen.
- 11.11 Die Stahlkonstruktion ist durch ein geeignetes Korrosionsschutzsystem nach DIN EN ISO 12944 bzw. durch Feuerverzinkung vor Korrosion zu schützen.

- 11.12 Bei der Herstellung, Ausführung und Aufstellung des Fundamentes sind die Bestimmungen der DIN 1045 Teil 1-4 zu beachten. Eignungs- und Güteprüfungen sind für den Beton gemäß DIN 1045-2 (08.2008) in Verbindung mit DIN EN 206 (07.2001) durchzuführen.
- 11.13 Die unter Punkt 9 geforderten Bodenkennwerte sind durch einen Gutachter für Geotechnik für den jeweiligen Gründungsbereich nachzuweisen.
- 11.14 Zur Vermeidung von unzulässigen Rissen im frischen Beton ist ein Betontechnologe hinzuzuziehen.
- 11.15 Die Betongüten sind durch Betonprüfzeugnisse der Lieferfirmen nachzuweisen. Auf die Einhaltung der geforderten Betondeckung sowie auf die ausreichende konstruktive Ausführung der Bewehrung ist zu achten.
- 11.16 Das Fundament ist mit einer Bodenaufschüttung gemäß und Schalplan zu versehen. Die Wichte der Aufschüttung muss im Trockenzustand mindestens 18 kN/m<sup>3</sup> betragen.
- 11.17 Die Auflagen in den gutachtlichen Stellungnahmen (vgl. Abschnitt 7) sind zu beachten. Vor Inbetriebnahme der Windenergieanlage sind die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes nicht vorliegenden gutachtlichen Stellungnahmen für die maschinenbaulichen Komponenten und das Rotorblatt einer anerkannten Prüfstelle (siehe Abschnitt 7.3) für die oben beschriebene Anlage vorzulegen. Die Gutachten sind zur Bauakte zu nehmen.
- 11.18 Die Installation und Inbetriebnahme der Anlage darf nur von fachlich geschultem Personal durchgeführt werden, die sich einer ausführlichen Unterweisung des Herstellers unterzogen haben.
- 11.19 Eine Bestätigung, dass die installierte Anlage mit der begutachteten und diesem Typenbescheid zugrunde liegenden Windkraftanlage identisch ist (Konformitätsbescheinigung), ist der Bauaufsichtsbehörde vorzulegen und zu den Bauakten zu nehmen.



- 11.20 Dem Betreiber der Windenergieanlage ist das begutachtete Betriebshandbuch (Bedienungsanleitung und Wartungspflichtenbuch) vor der Inbetriebnahme vorzulegen.
- 11.21 Alle Bescheinigungen und Protokolle sind vom Betreiber aufzubewahren und müssen auf Verlangen bei der zuständigen Baubehörde vorgelegt werden.
- 11.22 Für die Verwendung aller für die geprüfte Tragkonstruktion zum Einsatz kommenden Bauprodukte sind die gesetzlichen Bestimmungen der jeweiligen Landesbauordnungen zu beachten.
- 11.23 Es ist die zum Zeitpunkt der Herstellung gültige Bauregelliste zu beachten.
- 11.24 Dem Betreiber sind regelmäßige Prüfungen entsprechend dem Wartungspflichtenbuch im Abstand von höchstens 2 Jahren zur Auflage zu machen.

Der stellvertretende Leiter



Dipl.-Ing. Werner Petruschke



Namen der bei der Prüfung beteiligten Mitarbeiter:

Dipl.-Ing./M.Sc. M. Lange