

Lastreduzierende Maßnahmen und neue Konzepte für Offshore-Windenergieanlagen

Uwe Ritschel

Lehrstuhl für Windenergietechnik – MSF – Universität Rostock

Windrad Engineering GmbH – Verbindungsstr. 6 – 18209 Bad Doberan

1. LWET und Windrad Engineering GmbH
2. Kosten von WEA und Windstrom
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert
4. Lastreduzierende Maßnahmen
5. Neue Konzepte für Offshore-WEA



MSF Universität Rostock Albert-Einstein-Straße 2 18059 Rostock

- Lehrstuhl gestiftet durch Nordex
- seit 1.1.2014
- industriennahe Forschung
- anwendungsorientierte Ausbildung der Studenten

Forschungsthemen

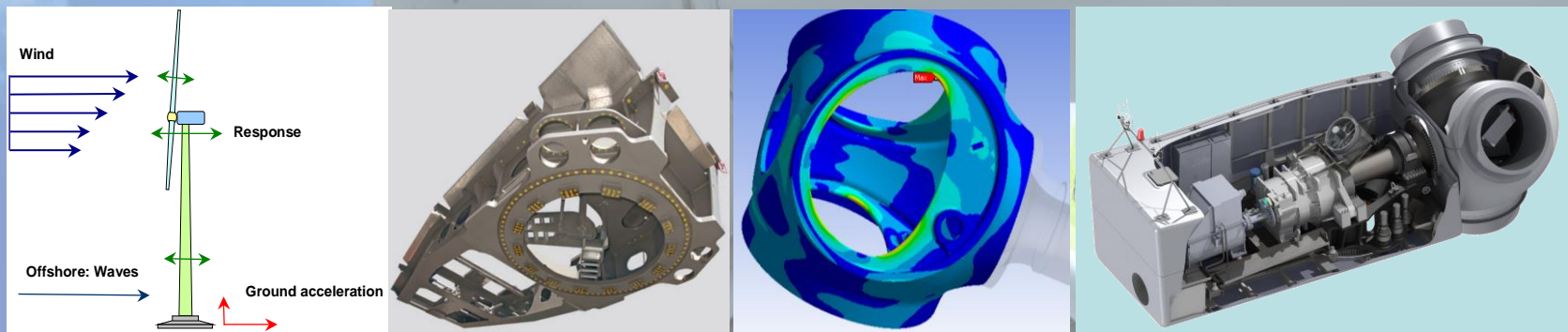
- Virtuelle Windenergieanlage (verbesserte Simulation, Validierung,..)
- Wirtschaftlichkeit (Regelung, leichtere Anlagen, Türme, offshore...)
- Vermessung (Windfeld, Anlage, Forschungsanlage,)
- Einbindung in Netze (Dezentral, Speicherung,...)

Windrad Engineering GmbH

Ingenieurdienstleistungen für die Windindustrie (seit 2002)

Verbindungsstr. 6, D-18209 Bad Doberan (www.windrad-online.de)

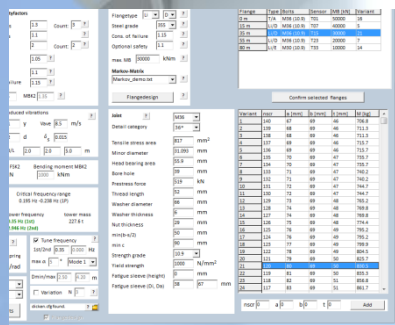
Entwicklung von WEA



Schulungen



Berechnungssoftware



Vermessungen



300 Projekte für 48 Kunden

- 6 Komplettentwicklungen
- Lastberechnungen
- Machbarkeitsstudien
- Komponentenentwicklungen
-
- Onshore und Offshore



久和能源
Geoho Energy

Geoho 2 MW (2010)

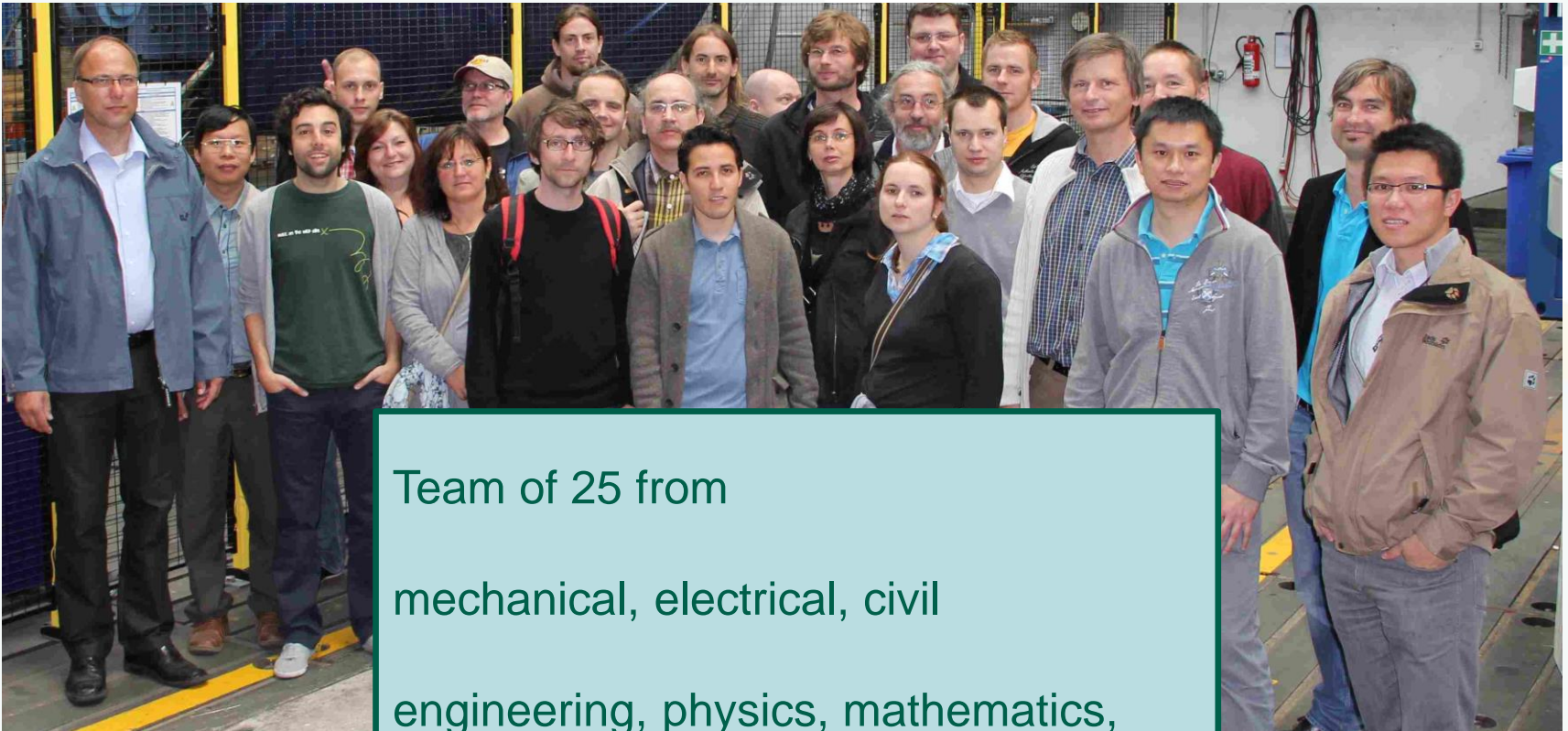
Rotor diameter: 93 m, 100 m

Status: Series production

Geoho 2.1 MW / 113 m (2014)

Geoho 2.5 MW / 120 m (2015)



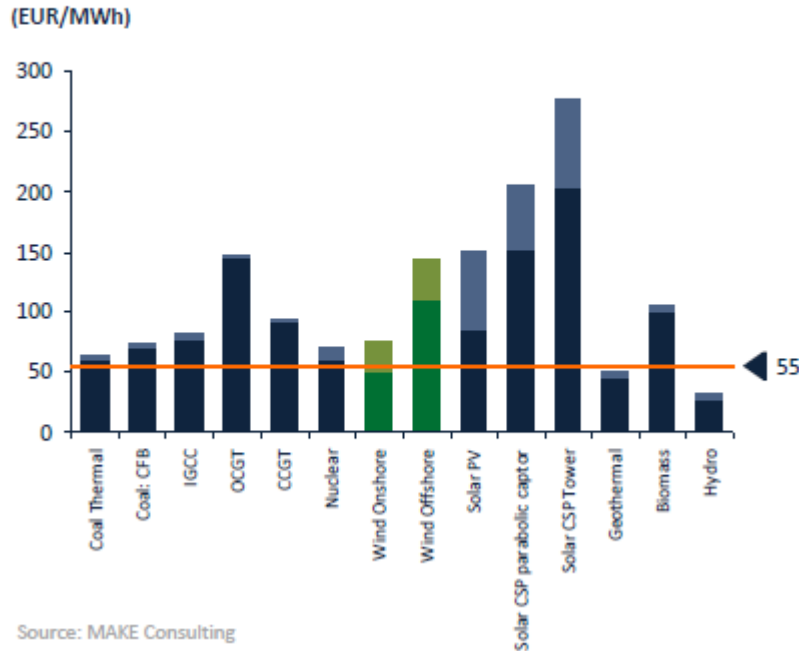


Team of 25 from
mechanical, electrical, civil
engineering, physics, mathematics,
and administration

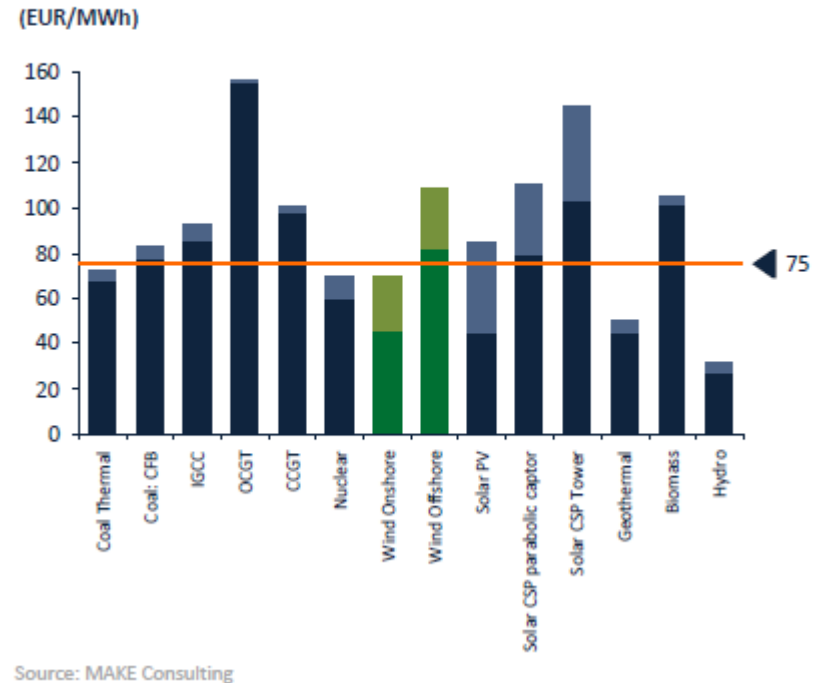
1. Windrad Engineering GmbH und LWET
2. Kosten von WEA und Windstrom
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert
4. Lastreduzierende Maßnahmen
5. Neue Konzepte für Offshore-WEA

2. Kosten von WEA und Windstrom

2013 European LCOE estimates by technology



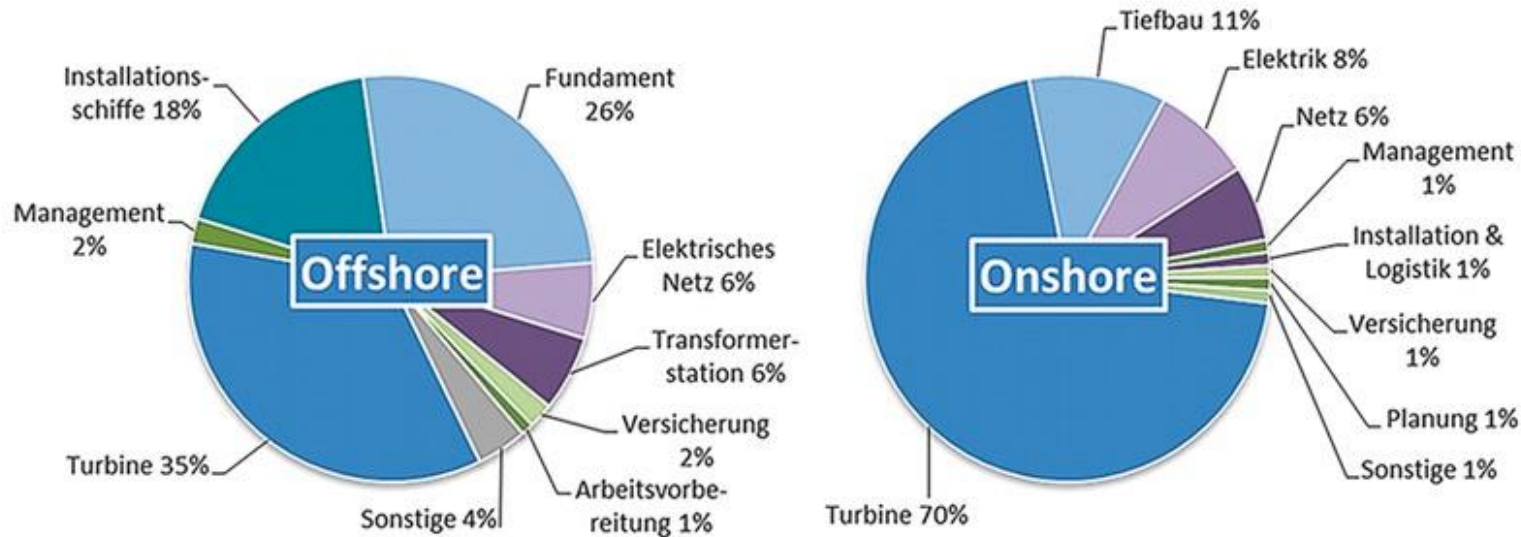
2020 European LCOE estimates by technology



Potenzial Kostenreduzierung bis 2023

- Onshore Wind 10%
- Offshore Wind 40%

MAKE Consulting 2013

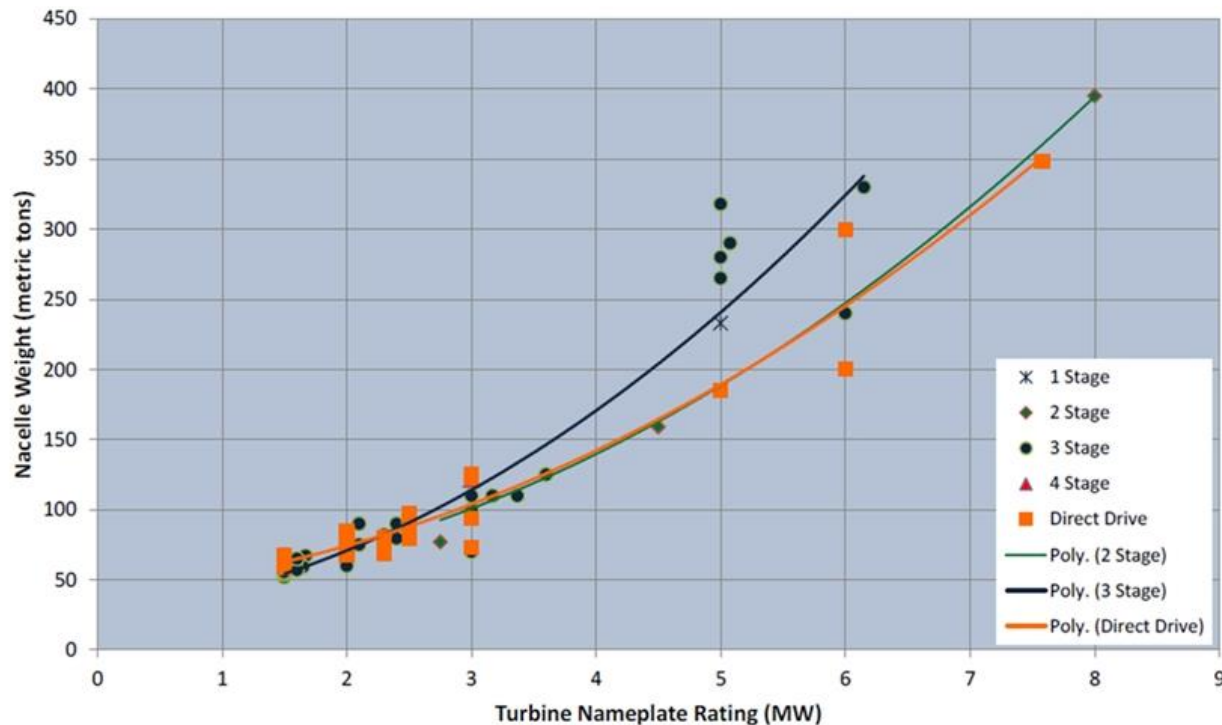


Skiba und Reimers, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2014)

Im Folgenden Fokus auf WEA:

- Kosten vieler Komponenten der WEA (Turm, Blätter, Struktur) \propto Masse
- Masse ergibt sich aus Lasten (lastgerechte Dimensionierung)

Figure 37 Nacelle Weight Trend



Source: MAKE Consulting

- Gondelmassen steigen stärker an als proportional zur Nennleistung der WEA
- Energieerzeugung bei gleicher Flächenleistung proportional zur Nennleistung

1. Windrad Engineering GmbH und LWET
2. Kosten von WEA und Windstrom
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert
4. Lastreduzierende Maßnahmen
5. Neue Konzepte für Offshore-WEA

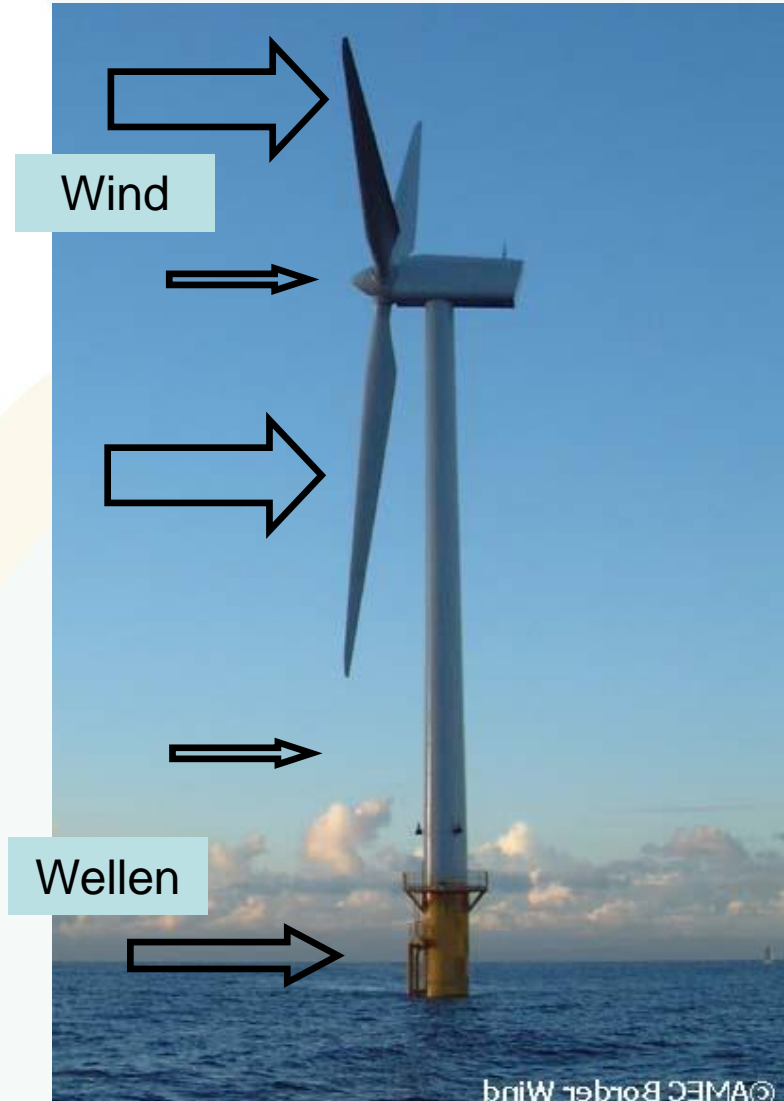
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert

Betrachtet wird moderne WEA:

- Drehzahlvariabel durch Umrichter
- Leistungsregulierung durch (kollektive) Blattwinkelverstellung

Erzeugung von **Drehmoment** aus Luftkräften
Damit immer verbunden **Schub** auf den Rotor

- Schub dimensioniert unteren Teil des Turmes
- Schwingungen / Dynamik sehr wichtig
- Bei Offshore-WEA Dimensionierung der Gründung auch durch extreme Wellen



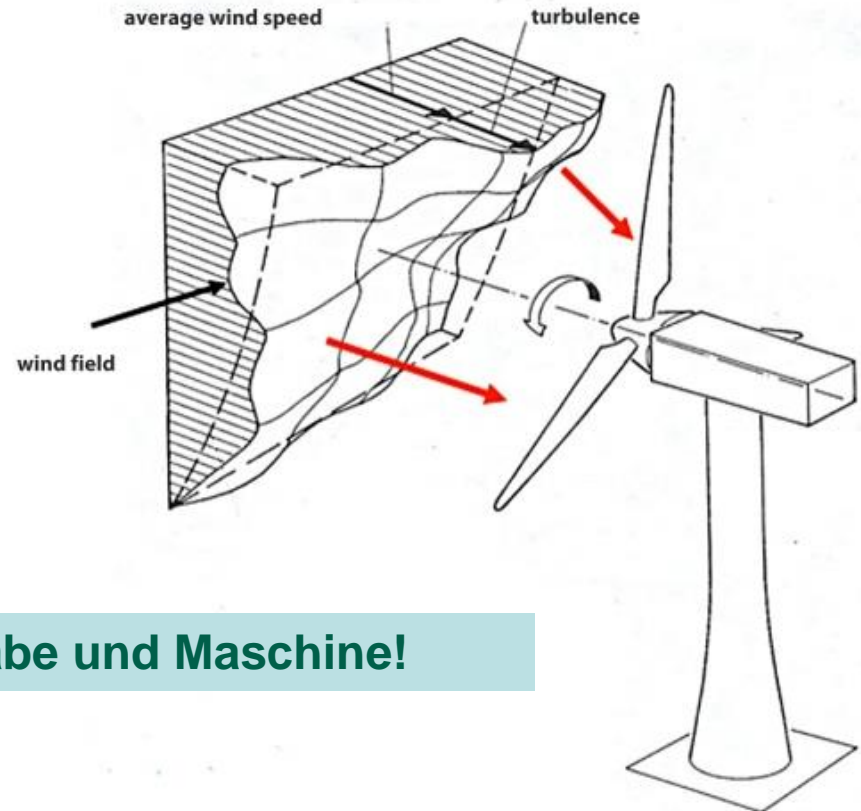
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert

Schub ↔ **Schlagmomente**

(Schlagmoment durch Biegung aus der Rotorebene heraus)

Wind auf Rotorfläche nicht konstant

- Höhenunterschied
- Turmvorstau
- Turbulenz

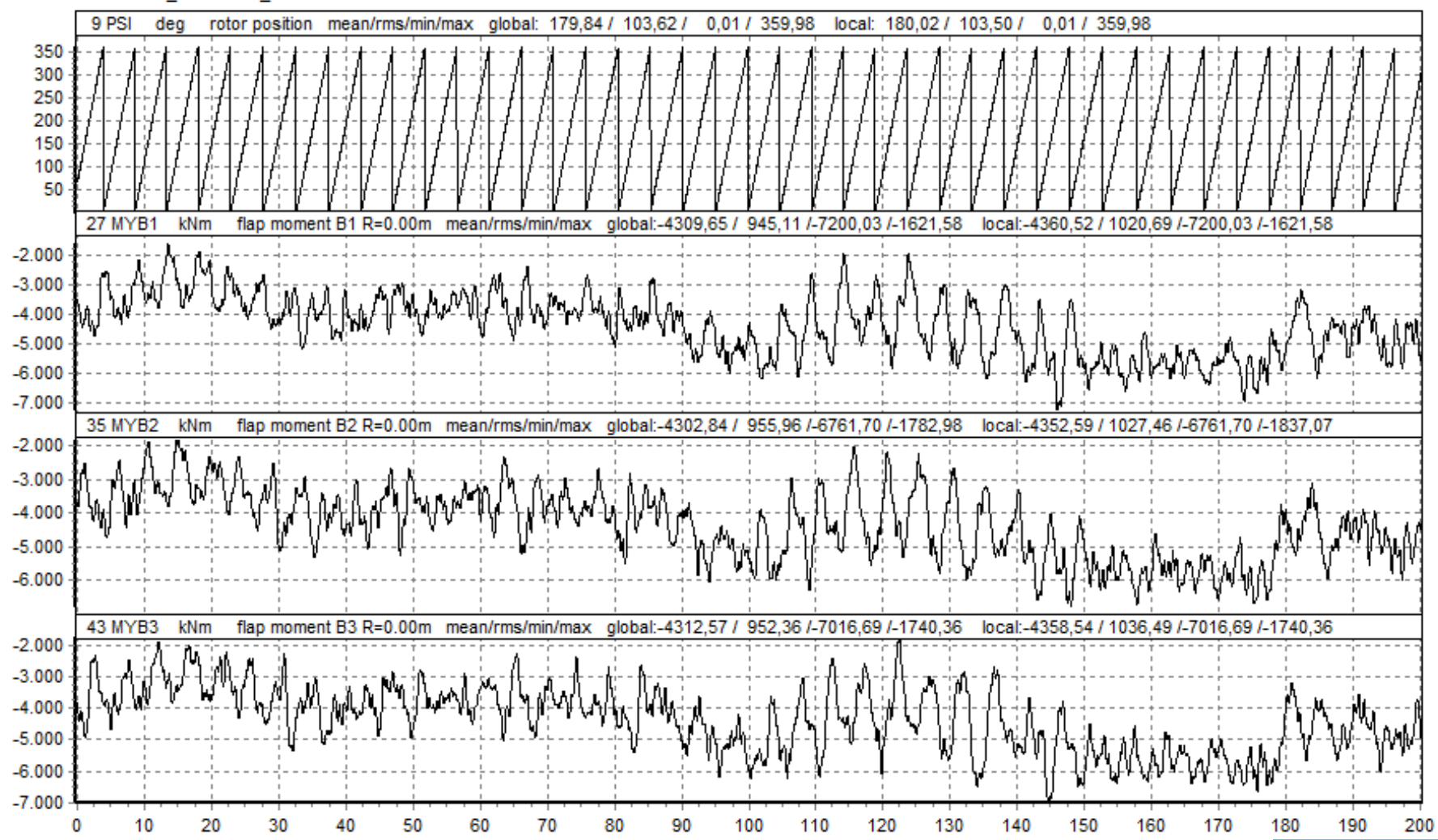


Schlagmomente dimensionieren Nabe und Maschine!

3. Wodurch wird die WEA dimensioniert



11.1f1NTM_Production_12msec



Zeit [sec]

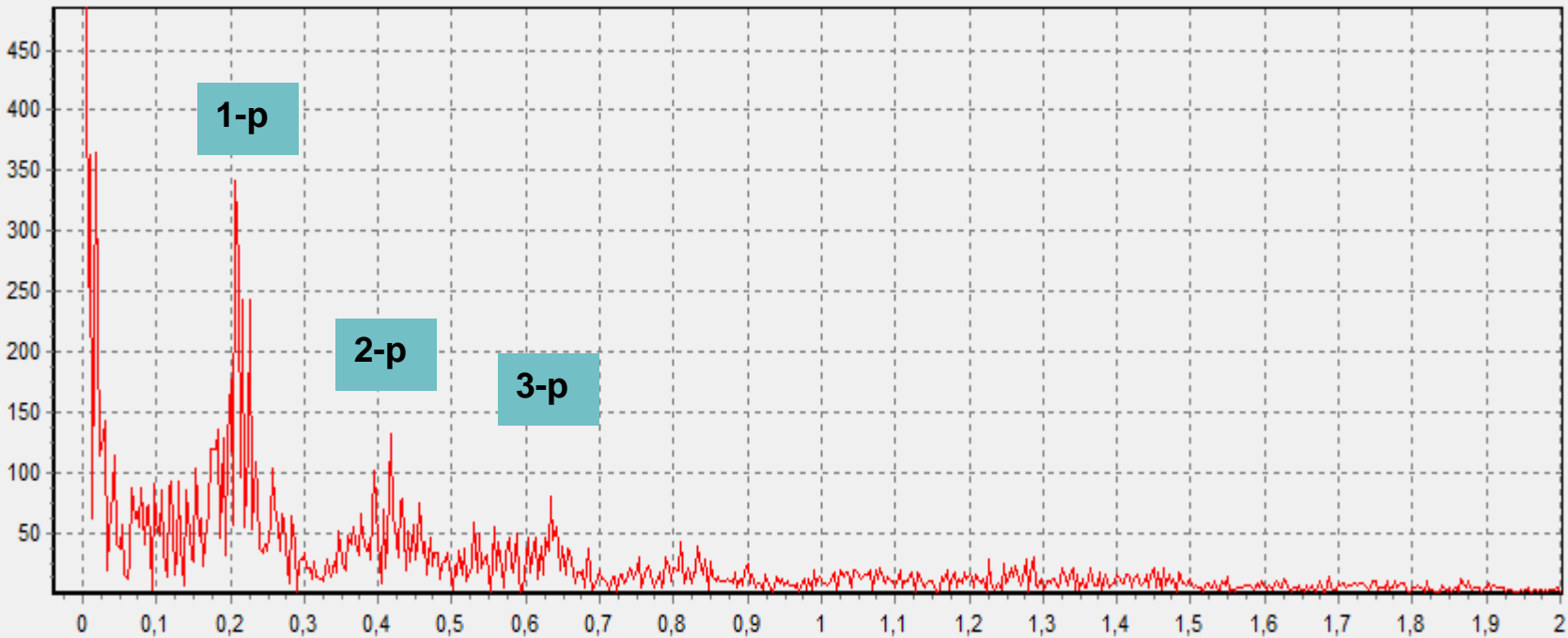
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert

Schlagmomente dimensionierend für Blätter und Nabe

Simulationsdaten stimmen sehr gut mit Messdaten überein

Frequenzanalyse

11.1f1NTM_Production_12msec 35 MYB2 kNm flap moment B2 R=0.00m



Frequenz [Hz]

Was wird auf die Gondel übertragen (Maschinenträger)

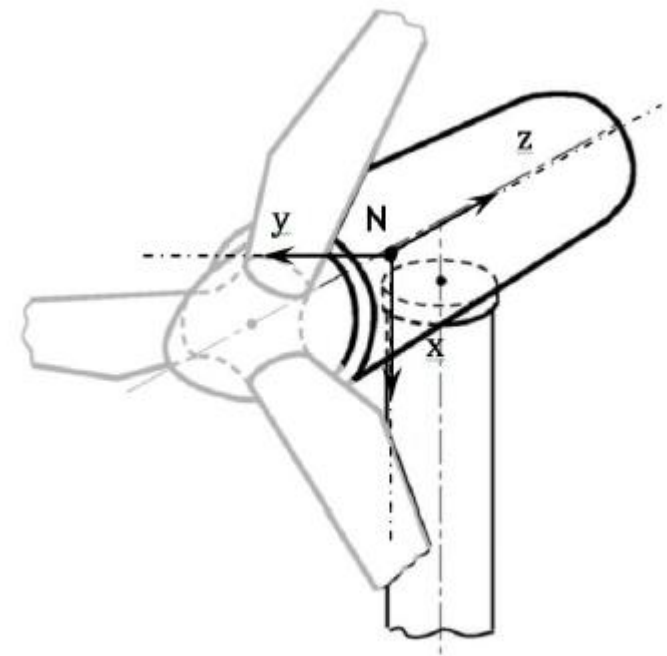
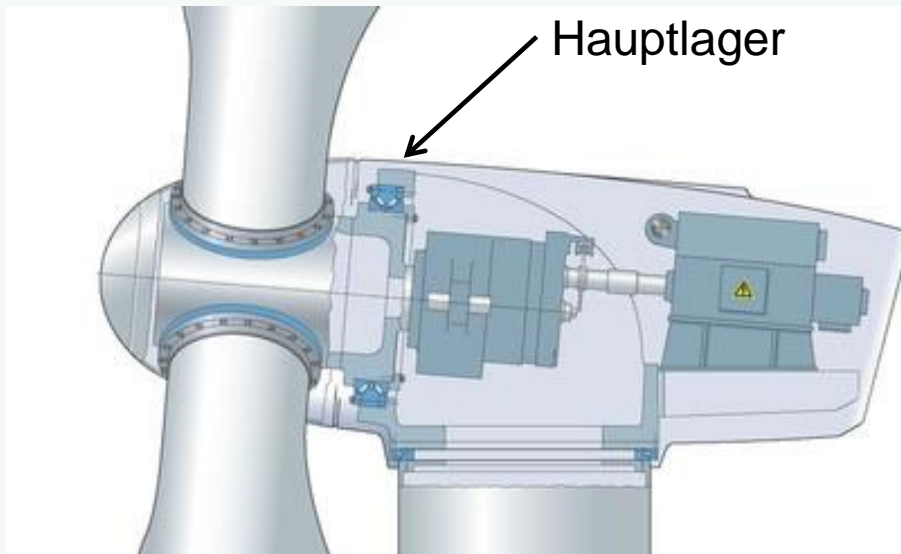
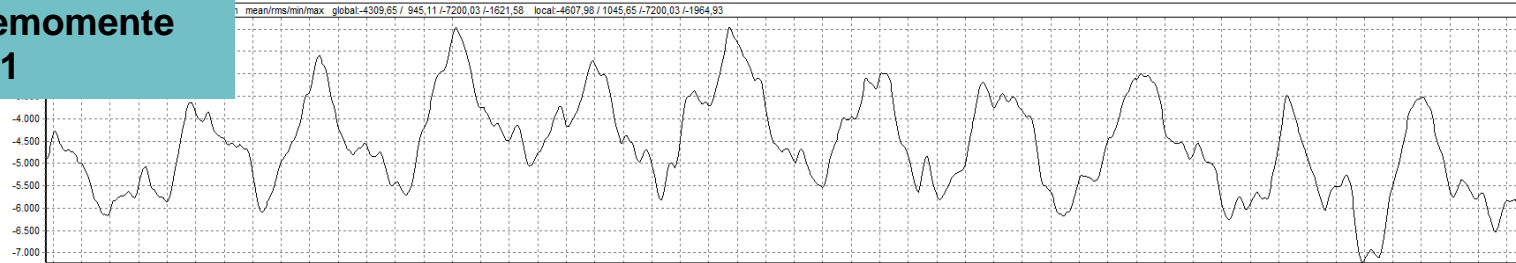


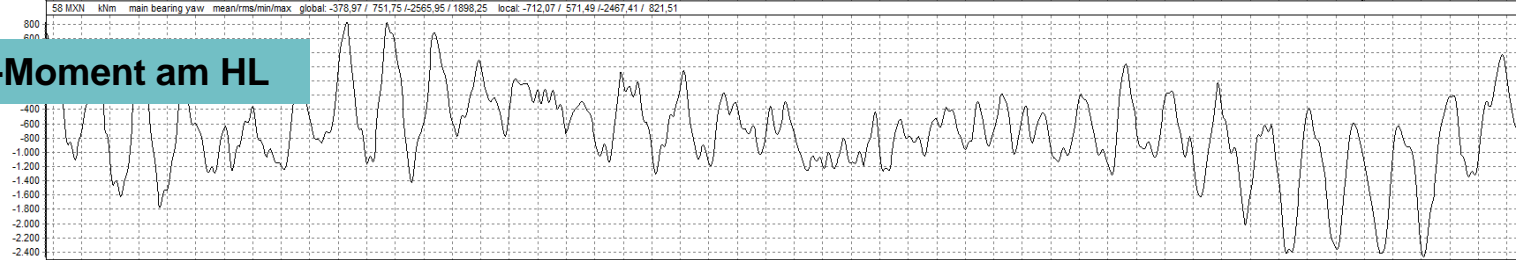
Figure 5: Main bearing non-rotating coordinate system, N.

3. Wodurch wird die WEA dimensioniert

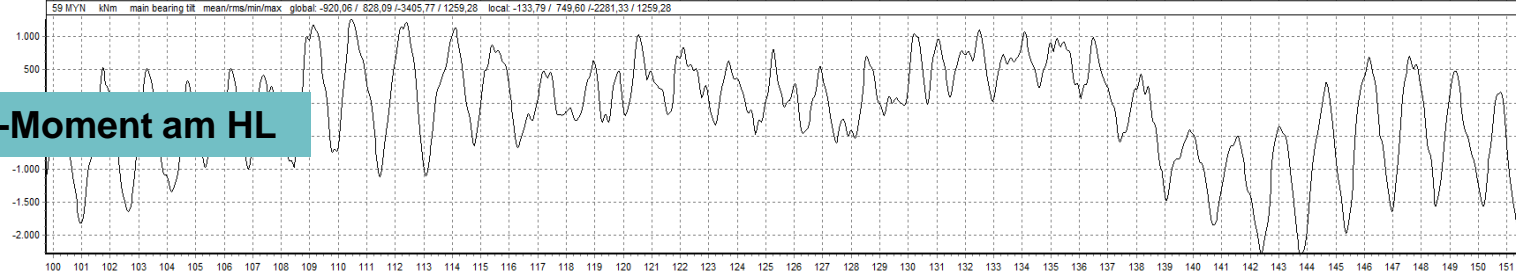
**Biegemomente
Blatt 1**



Yaw-Moment am HL



Nick-Moment am HL



Zeit [sec]

3. Wodurch wird die WEA dimensioniert

Biegemomente in Blättern und Maschine durch turbulentes Windfeld

Kann durch Regelung mit kollektivem Blattwinkel nicht verbessert werden!

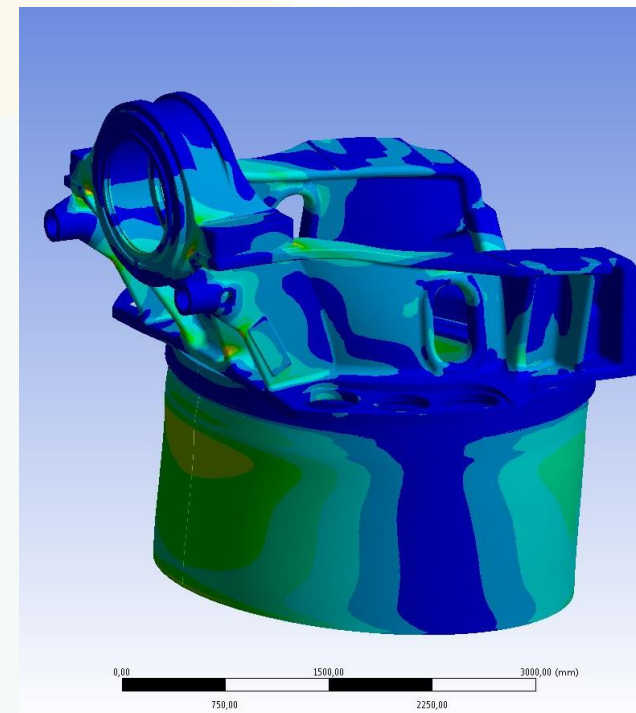
Standortabhängig, Rauigkeit

**Biegemomente (Extremlasten, Ermüdungslasten)
dimensionierend für oberen Teil der WEA!**

Beispiel Lebensdauer mit und ohne Biegemomente

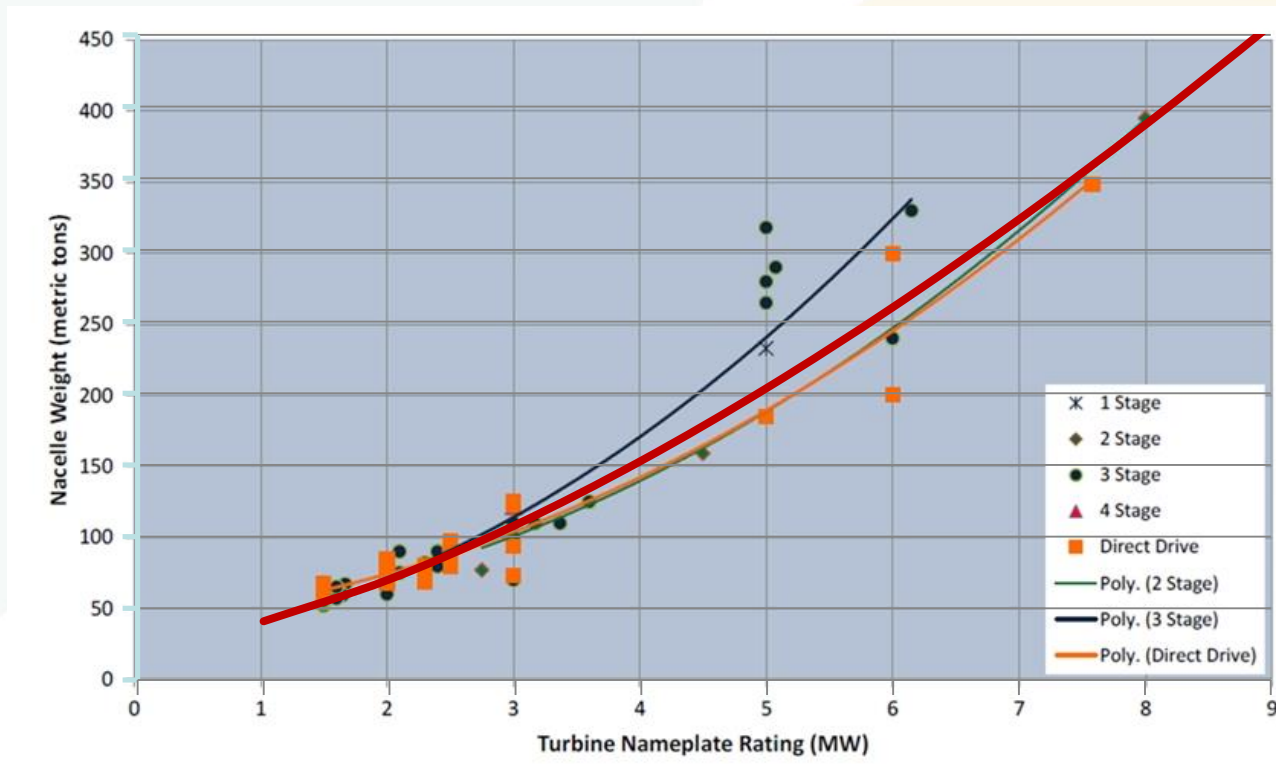
28 Jahre vs. 10.000 Jahre

Reduzierung der Biegemomente sinnvoll



3. Wodurch wird die WEA dimensioniert

- Biegemomente (Extrem und Ermüdung) linear abhängig von Drehmoment D
- Skalierung der Gondelmasse \propto Drehmoment (Nennmoment) der WEA
- $D = P/\Omega$ $\Omega \propto 1/R$ $D \propto P^{3/2}$ (gleiche Flächenleistung u. Blattspitzengeschw.)



1. Windrad Engineering GmbH und LWET
2. Kosten von WEA und Windstrom
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert
4. Lastreduzierende Maßnahmen
5. Neue Konzepte für Offshore-WEA

Änderung der Luftkräfte an den einzelnen Blättern

- Individuelle Blattwinkelverstellung (IPC) 
- Passive „smart blades“
- Aktive „smart blades“

Geringere Übertragung der Biegemomente auf die Maschine

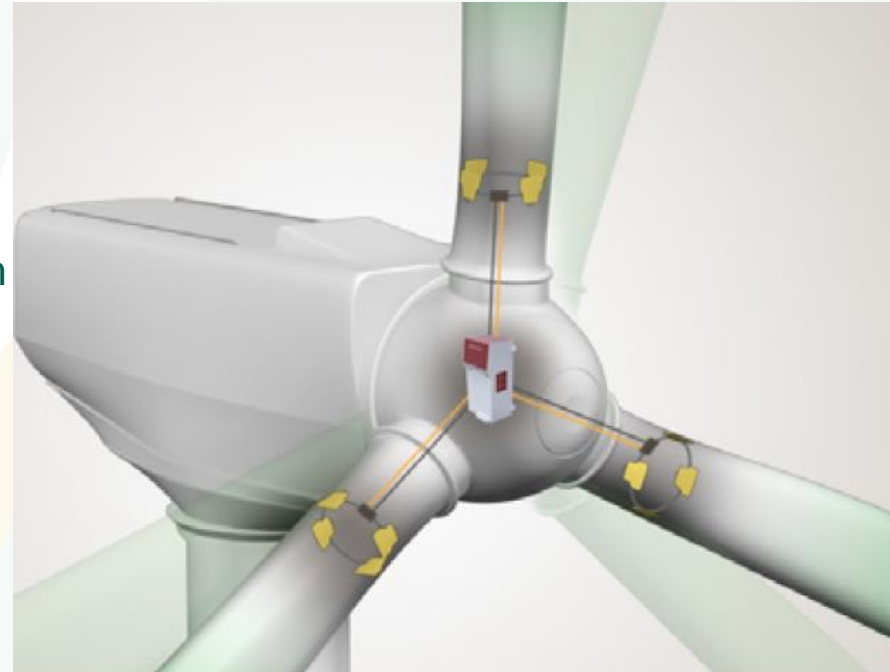
- Pendelnabe bei 2-Blattrotoren 

Andere lastreduzierende Maßnahmen

- Vermeidung oder Dämpfung von Schwingungen
- Böenfrüherkennung mit LIDAR

Individuelle Blattwinkelverstellung (IPC)

- Vermessung der Blattbiegemomente mit optischen Verfahren (fibre optic sensing)
- Bestimmung der individuellen Korrektur zum kollektiven Blattwinkel
- Einstellung mit Pitch-System



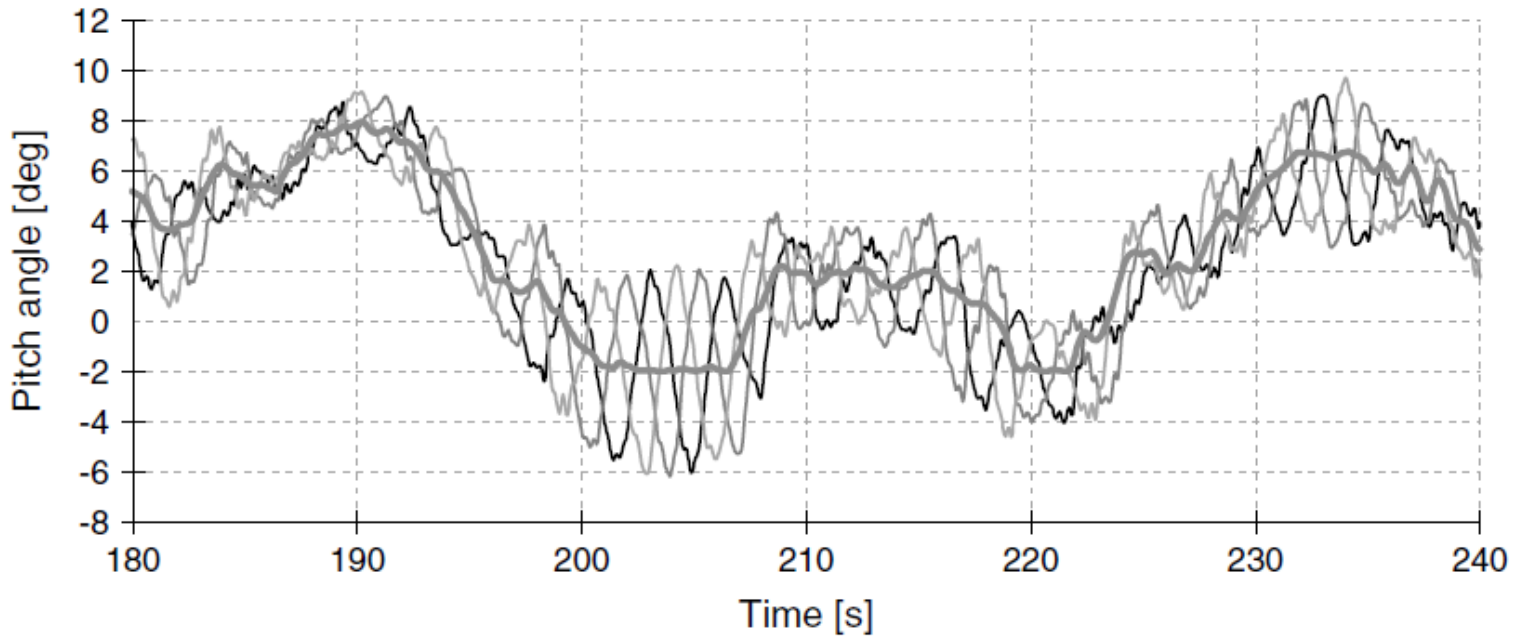
WIND ENERGY
Wind Energ. 2003; 6:119–128 (DOI: 10.1002/we.76)



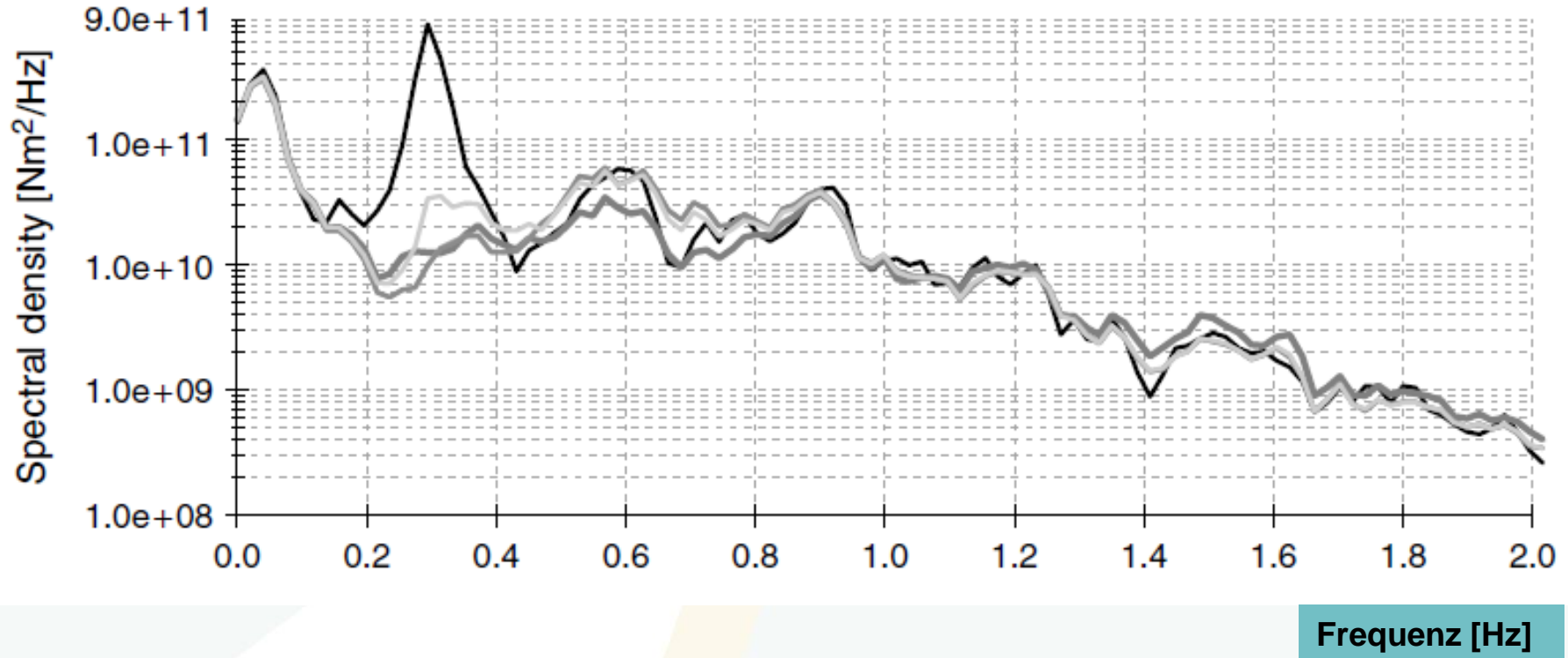
Individual Blade Pitch Control for Load Reduction

E. A. Bossanyi* Garrad Hassan and Partners Ltd, Silverthorne Lane, Bristol BS2 0QD, UK

/ Blade 1 / Blade 2 / Blade 3 / Collective pitch controller



Blade root bending moment: out of plane



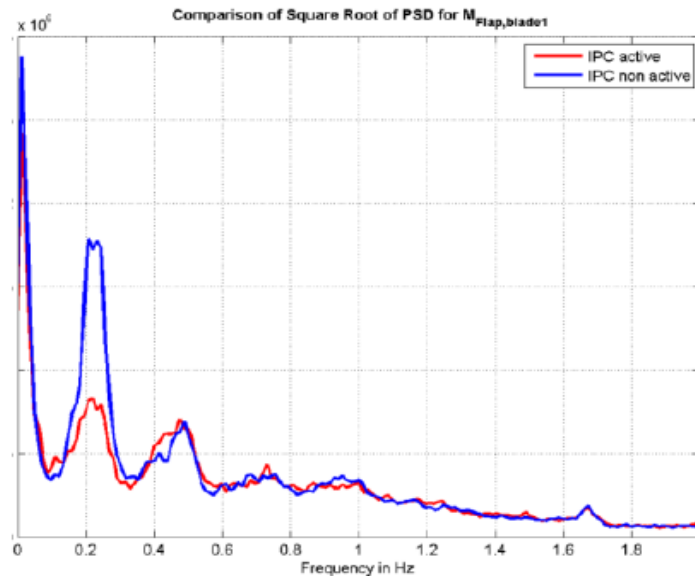


Figure 8: Comparison of square root of flapwise blade root bending moment for active (red) / non active (blue) Yaw and Tilt Moment Compensation; mean wind speed 10-12 m/s, 55 Minutes measurement time each

Areva
Moog
Fraunhofer IWES

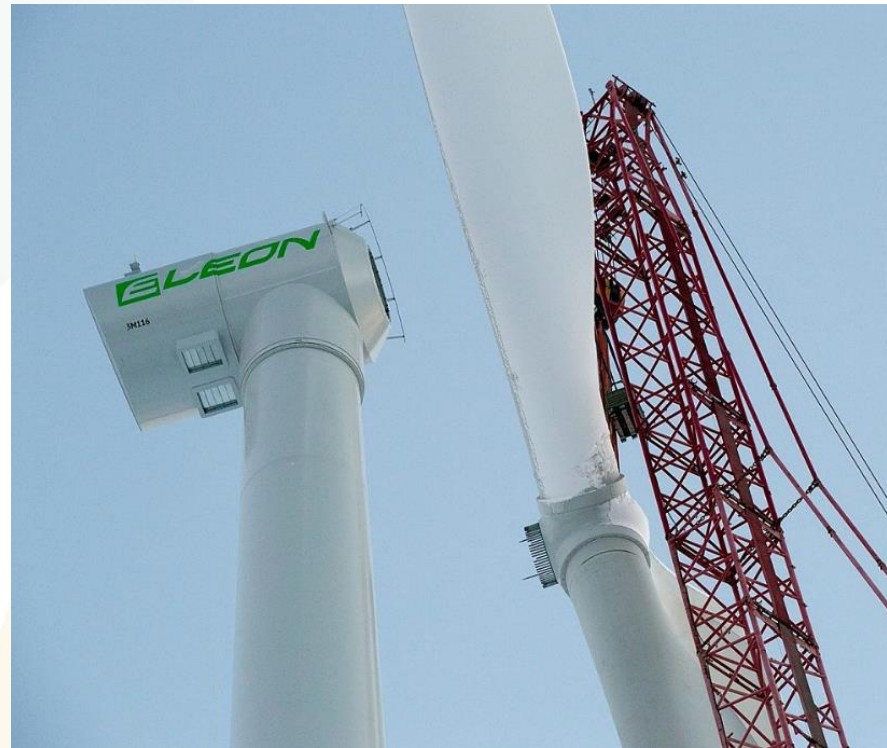
Blattmomente	15%
Maschine	5%

M. Shan, J. Jacobsen, and S. Adelt, "Field Testing and Practical Aspects of Load Reducing Pitch Control Systems for a 5 MW Offshore Wind Turbine," in EWEA 2013, Scientific Proceedings, 2013, pp. 101–105.

Individuelle Blattwinkelverstellung an der Schwelle zur Serieneinführung

Eleon 3 MW 116 m

Inbetriebnahme Februar 2014
in Estland





Ming Yang Envision
2B Energy Condor



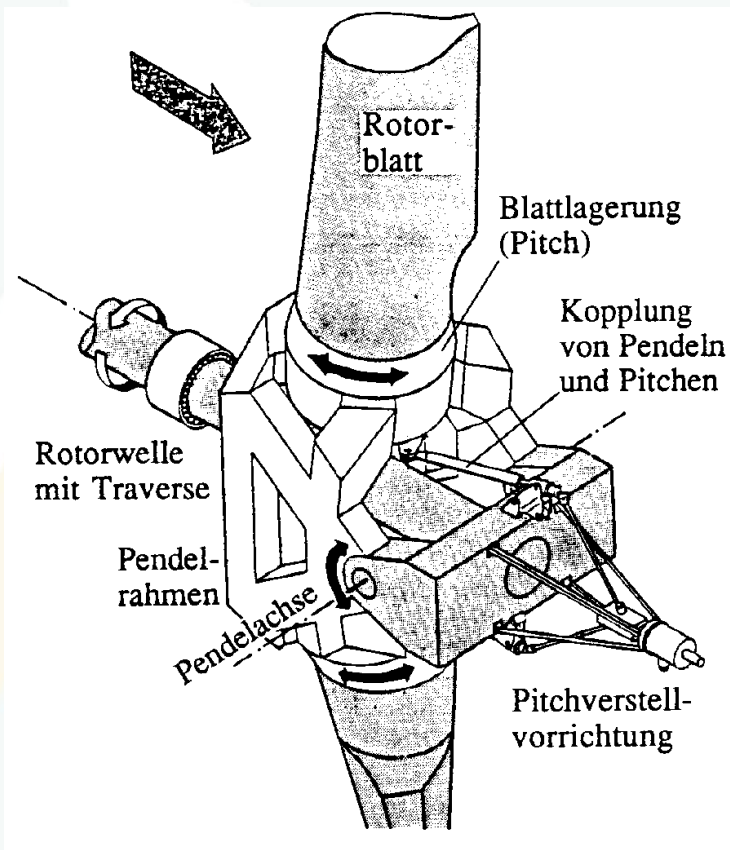
Neuaufgabe der 2-Blatt-Rotoren (mit neuen Materialien und mehr Erfahrung)

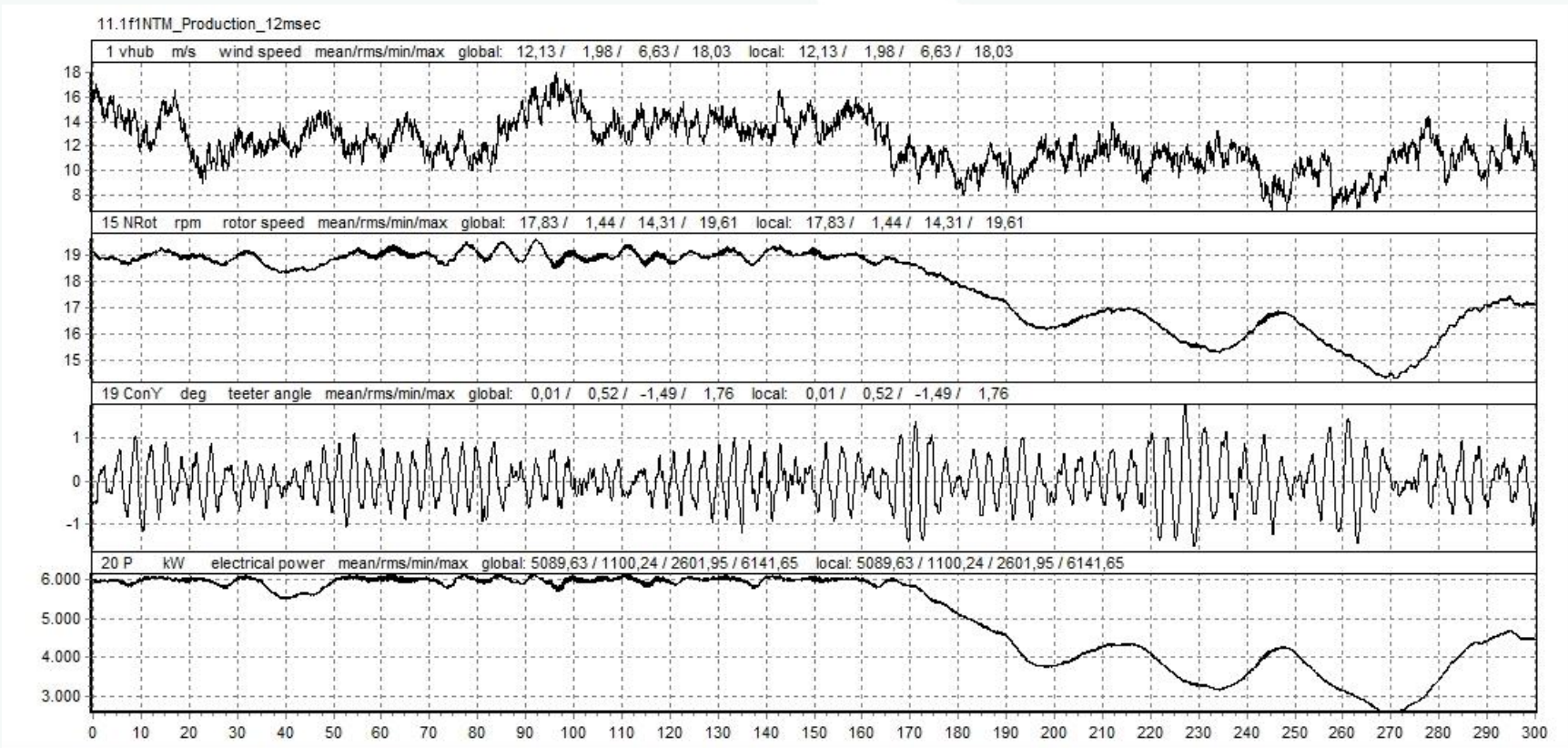
Vorteile der 2-Blatt-WEA

- Geringere Massen und Kosten (wegen 2 statt 3 Blätter)
- Einfacher Transport des Rotors
- Höhere Drehzahl – kleineres Drehmoment bei gegebener Leistung
- Lastreduzierung durch Pendelnabe

Masterarbeit bei Windrad Engineering

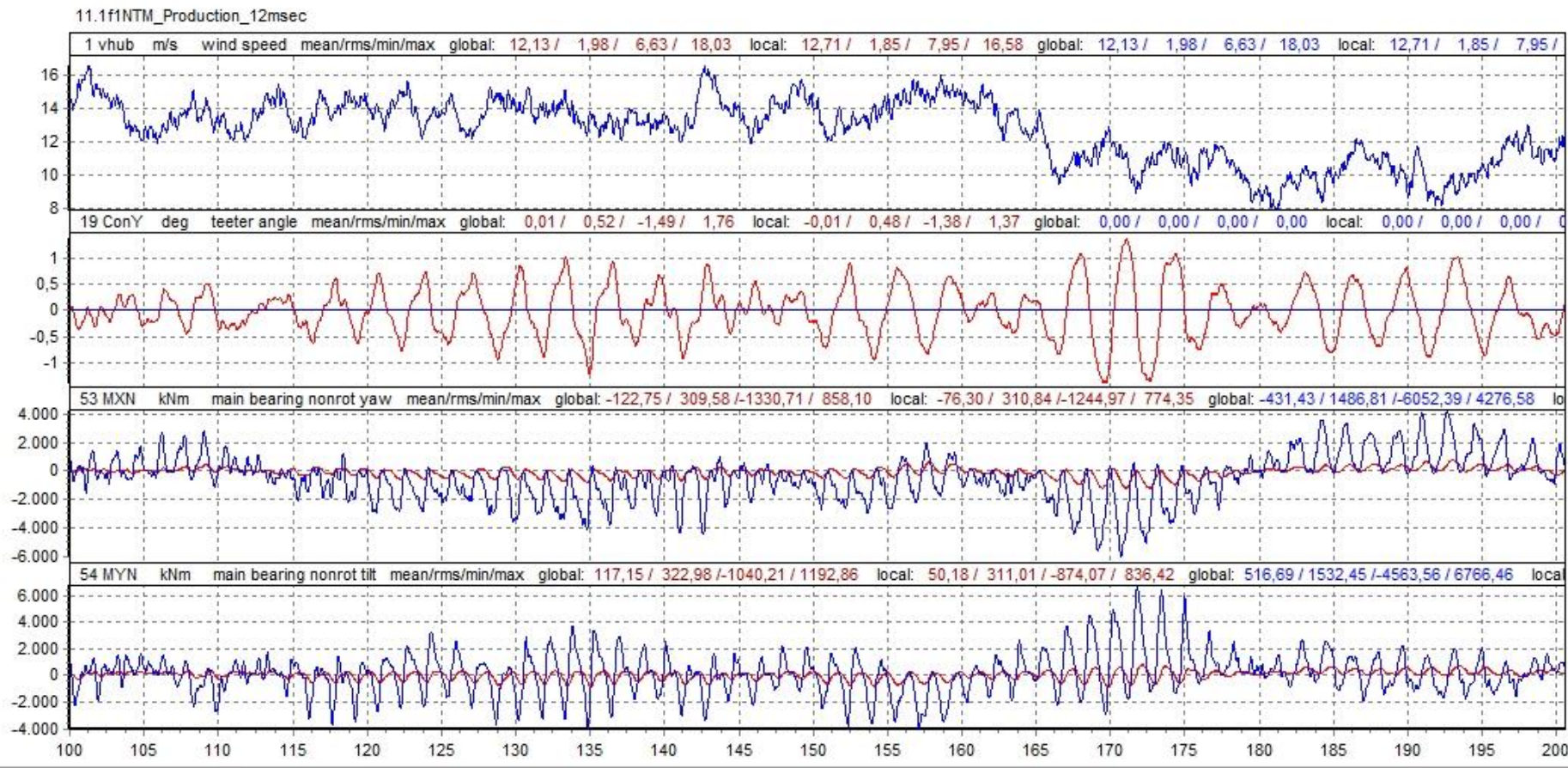
MAN Growian (1983) hatte auch Pendelnabe





Zeit [sec]

4. Lastreduzierende Maßnahmen / Pendelnabe



Zeit [sec]

Fazit

- Biegemomente dimensionierend für Maschine
- **IPC** kurz vor Serieneinführung
- wird weiter verbessert
- aber: hohe Beanspruchung des Pitch-Systems
- höherer Energieverbrauch
- Verstellung des gesamten Blattes zu aufwändig → smart blades
- **2-Blattrotor** mit Pendelnabe muss noch zur Serienreife gebracht werden
- Dann gute Chancen für Offshore-Standorte

1. Windrad Engineering GmbH und LWET
2. Kosten von WEA und Windstrom
3. Wodurch wird die WEA dimensioniert
4. Lastreduzierende Maßnahmen
5. Neue Konzepte für Offshore-WEA



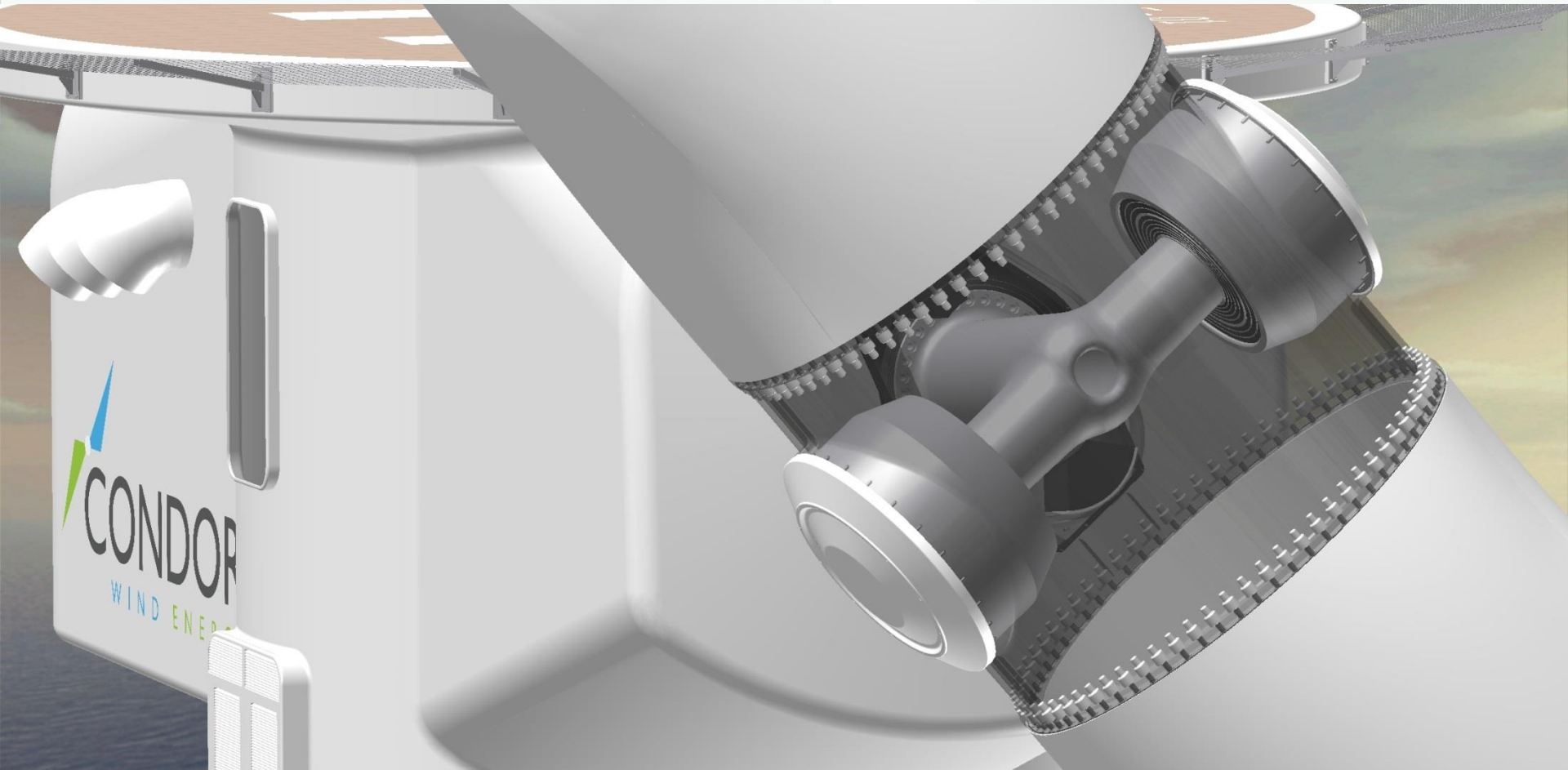
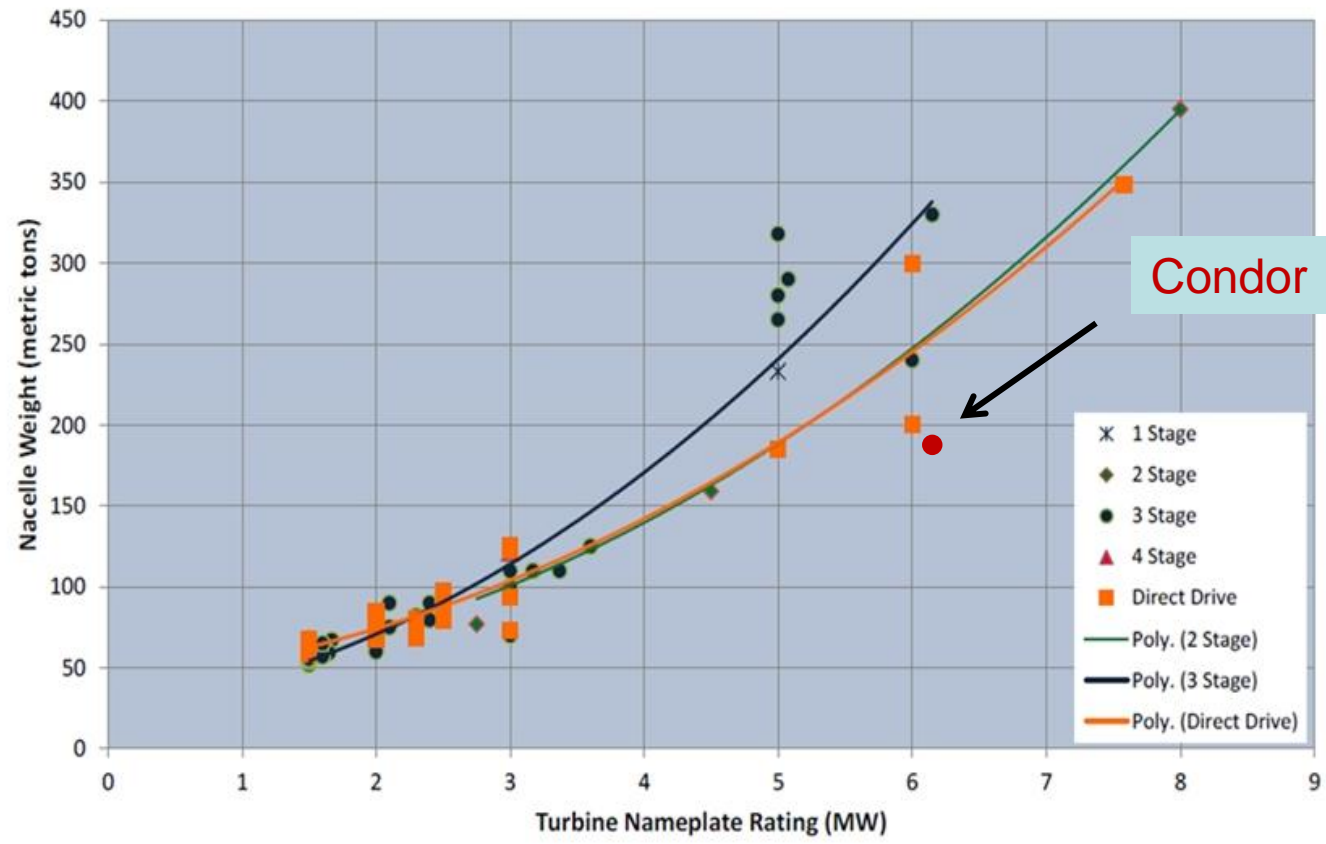


Figure 37 Nacelle Weight Trend



Source: MAKE Consulting

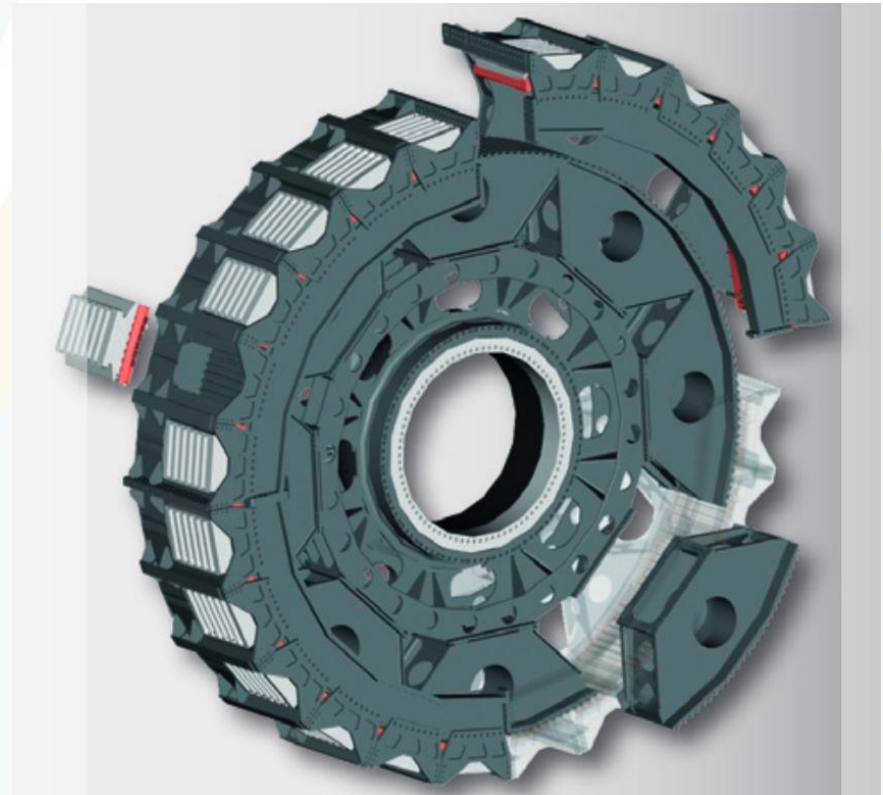
Venpower GmbH / Jacobs Power Tec GmbH

Neues Generatorkonzept für Direktantrieb, besonders für Offshore-WEA

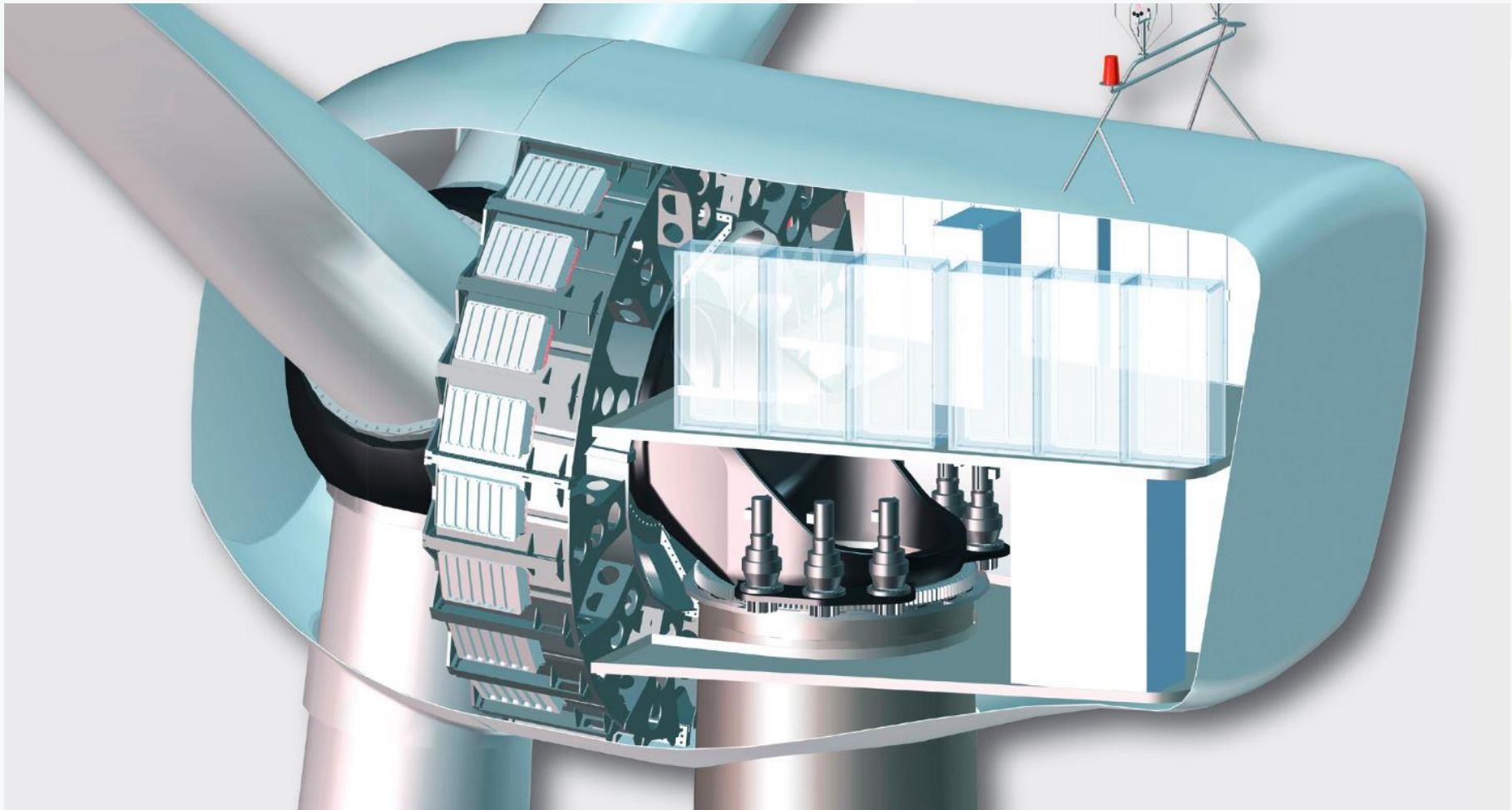
- Flussschalt-Konzept (switchflux)
- Elektrisch aktiver Teil in Statormodulen
- Rotor gezahnt

Permavent[®] Generator Modul →

Neuentwicklung Demonstrationsanlage



JPT 3-120



Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!

