ENERGY

Technische und betriebswirtschaftliche Aspekte des Weiterbetriebs

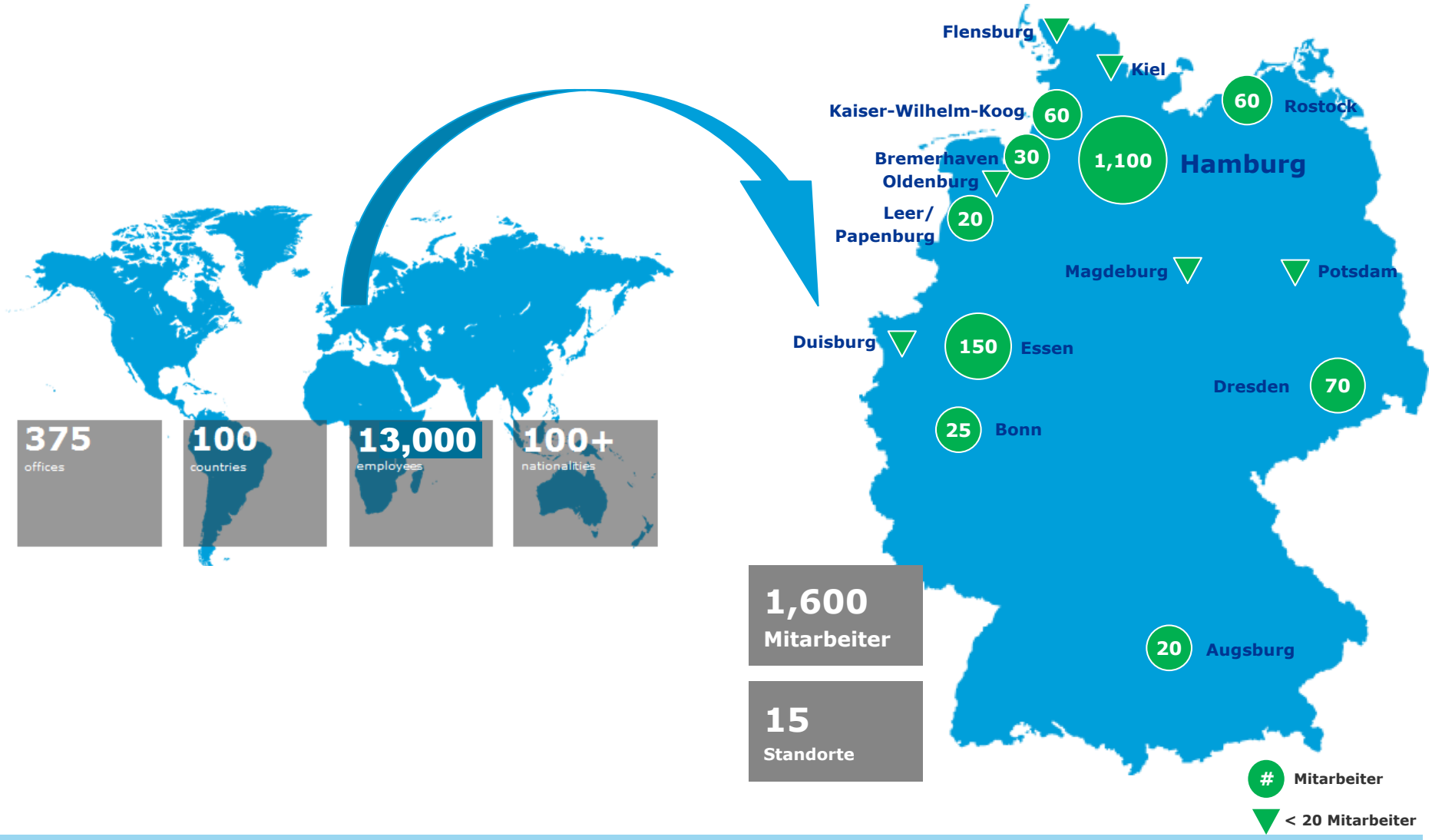
Spreewindtage 2018

Claas F. Hülsen

6. November 2018

SAFER, SMARTER, GREENER

DNV GL weltweit und in Deutschland



DNV GL Energy

Geschäftsbereiche von DNV GL Energy

Energy advisory

Beratung zu Energiemärkten und Energiemarkt Regulierung,

Elektrische Netzplanung und Optimierung
Beratung zu Wärmekonzepten und Sektorintegration

Power testing, inspections & certifications

- Akkreditierte Prüfung und Zertifizierung von Geräten zur Übertragung und Verteilung von Elektrizität.

Sustainable energy use

Beratung zu Energieeffizienzprogrammen und Maßnahmen

Renewables advisory

Beratung zur Erneuerbaren Energien: Project Engineering, Project Development, Messungen

Turbine engineering support

Engineeringberatung für Windenergieanlagen

Renewables certification

- Akkreditierte Zertifizierung von Anlagen und Entwicklungsprojekten im Bereich der erneuerbaren Energien.

Agenda

1. **DNV GL Markteinschätzung zu Erneuerbaren Energien weltweit und in Deutschland**

2. Begutachtung eines Weiterbetriebs

3. Ausblick: Notwendigkeit der Optimierung der verbleibenden Lebenszeit

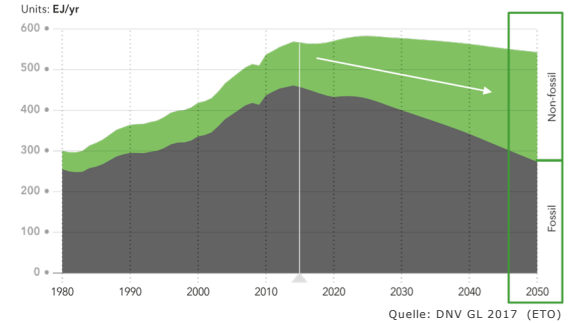
Einführung – Laufzeitanalyse und Weiterbetrieb

Erneuerbare werden, da diese günstiger sind als andere konventionelle Energien, bis 2050 global den Großteil der Energieversorgung der Menschheit abdecken.

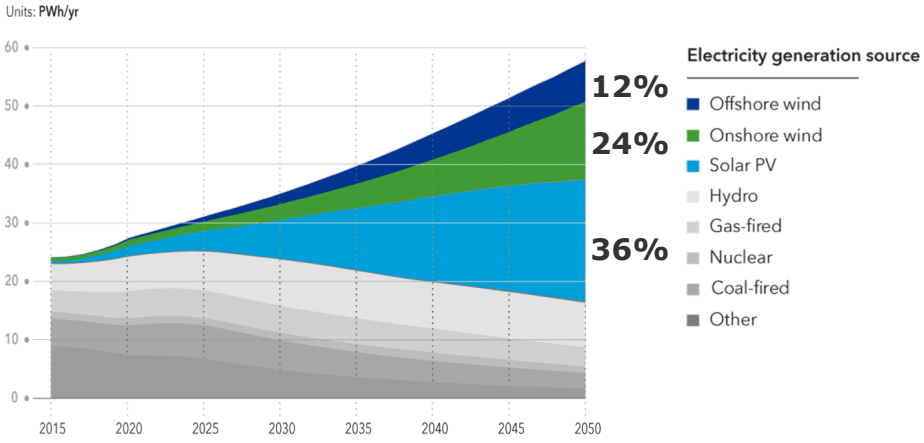
Einleitung:

- DNV GL geht davon aus, dass bis 2050 ein hoher Anteil des weltweiten Energiebedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, da die spezifischen Kosten der EE in naher Zukunft geringer sein werden als bei herkömmlichen Technologien.

- Die Windtechnologie steht aus unserer Sicht weltweit vor einem massiven Wachstum, das - sofern die Rahmenbedingungen stimmen - selbsttragend und zunehmend weniger von Fördermechanismen geprägt sein wird.



Quelle: DNV GL 2017 (ETO)

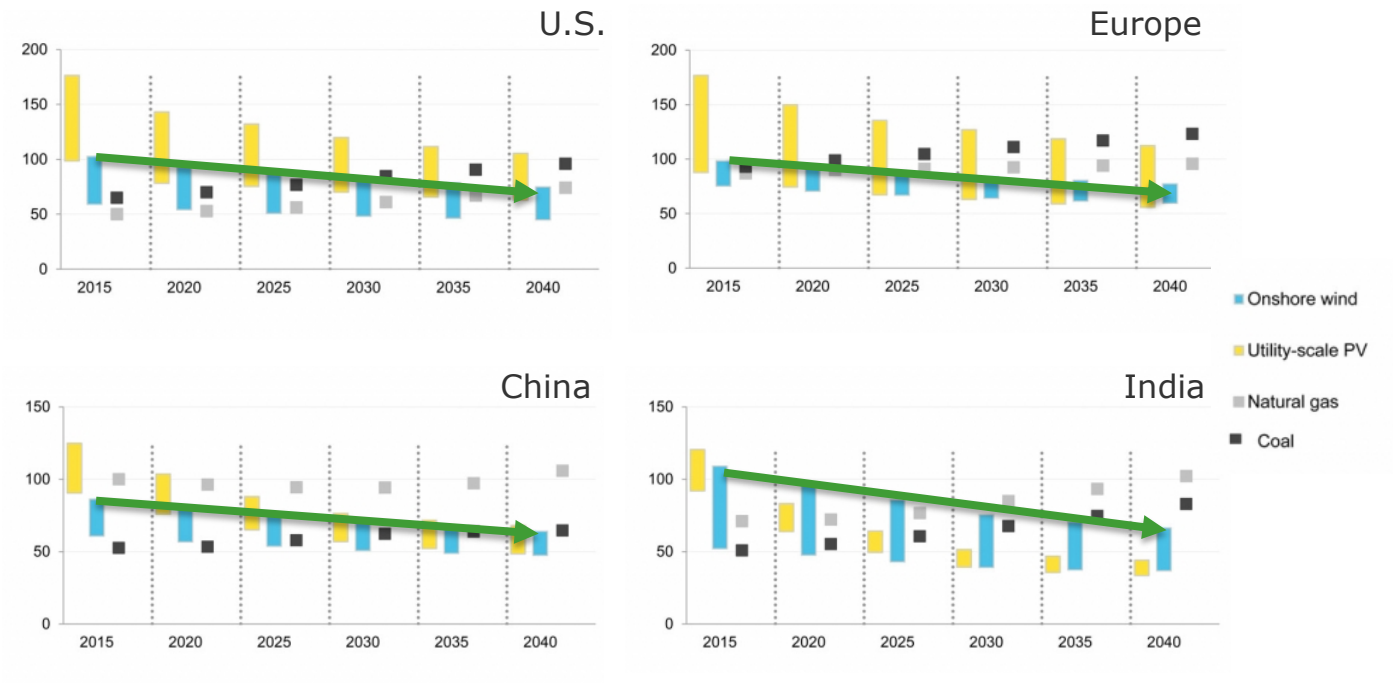


Quelle: DNV GL 2017 (ETO)

Einführung – Laufzeitanalyse und Weiterbetrieb

Die LCOE von Erneuerbaren Energien – Wind und PV - werden in den kommenden Jahren weiter sinken, da sich die Technologie weltweit durchsetzt.

LCOE Entwickungen in $/MWh



Quelle: Bloomberg New Energy Finance

Annahmen: Kapazitätsfaktoren von 25-30% für Wind, 10-15% für Sonne

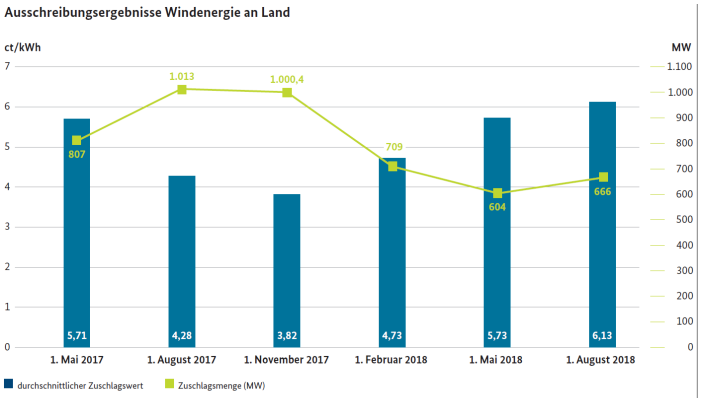
Einführung – Laufzeitanalyse und Weiterbetrieb

Mit diesen Entwicklungen kommt eine Welt ohne EEG näher.
Bei Altanlagen steht diese Welt aber schon heute vor der Tür.

Spending	Income
CAPEX ▪ Zertifizierungs- und Zulassungskosten ▪ Kosten der Technik (Turbine, Turm, Kabel, etc.) ▪ Installationskosten ▪ Finanzierungskosten ▪ Projektrisiken ▪ Rückstellungen **OPEX** ▪ Betriebs- und Wartungskosten	~~**Grundeinkommen aus EEG**~~ **Erträge aus Markterlösen**

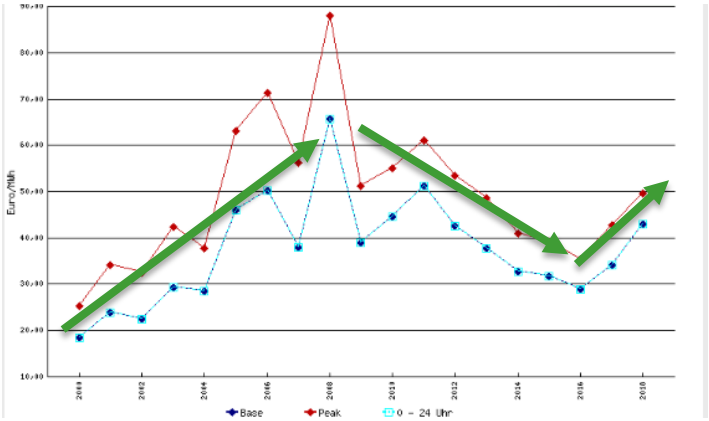
Stromerzeugung
x Marktpreis (p)

Quelle Hintergrund: Stiftung Offshore Wind



Quelle: BMWie

Durchschnittliche jährliche Spotpreise 2001-2018



Quelle: Bricklebit.de

Agenda

1. DNV GL Markteinschätzung zu Erneuerbaren Energien weltweit und in Deutschland

2. **Begutachtung eines Weiterbetriebs**

3. Ausblick: Notwendigkeit der Optimierung der verbleibenden Lebenszeit

Weiterbetrieb von Windparks - Richtlinien

Wird die technisch zertifizierte Lebensdauer von 20 Jahren erreicht, sollte rechtzeitig über einen möglichen Weiterbetrieb entschieden werden.

- Die Typenprüfung (Grundlage für eine Baugenehmigung) sieht in nur eine Laufzeit von üblicherweise 20 oder 25 Jahren als **Entwurfslebensdauer** für WEA vor (über Typenzertifizierung).
  - Ein Weiterbetrieb ist möglich nach Vorgaben des DBIt:
    Richtlinie für Windenergieanlagen 2012:
    „Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung"
  - Ein Weiterbetrieb ist **anlagenpezifisch** zu ermitteln.

- Es stellen sich bei erreichen der 20 Jahre also die Fragen:
  - Weiterbetrieb **technisch** möglich?
    → **Prüfung gemäß Richtlinie DBIt und Ermittlung Weiterbetriebszeitraum** durch unabhängigen Sachverständigen
  - Weiterbetrieb **betriebswirtschaftlich** sinnvoll?
    → Beurteilung des Ertrags (außerhalb EEG) und der Kosten in einer Verlängerung (*Vermarktung, Pachten, O+M etc.*) durch Betreiber

Begutachtung eines Weiterbetriebs – Standort vs. Auslegung

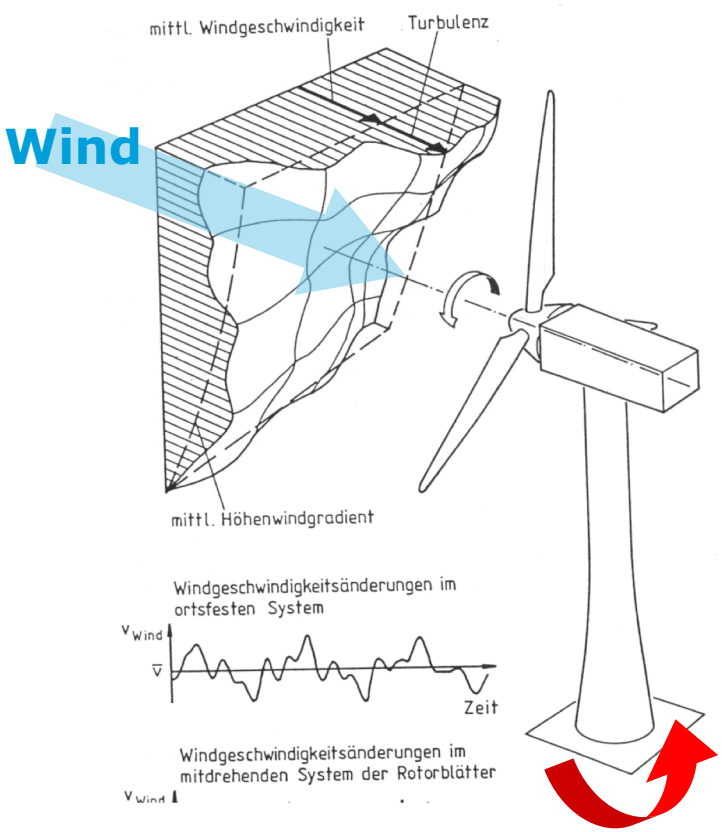
Je nach Standort ist der Verschleiß unterschiedlich.

Hintergrund:

- WEA sind sehr vielen Lastwechseln mit Wechselbiegespannungen ausgesetzt (~10^9) deutlich mehr als bspw. bei Flugzeugen (~10^6) oder Brücken (~10^7).
- Je nach Standort unterscheidet sich bei gleichem Anlagentyp insbesondere:
  - **Windgeschwindigkeit** (v_m Jahreswindmittel)
  - **Turbulenz** (TI)

  und damit auch die Anzahl der Lastwechsel sowie die Höhe der Maximallasten

  → Diese Parameter werden für die Berechnung standortspezifisch herangezogen



Turbine Loading (Forces)

Begutachtung eines Weiterbetriebs

Für einen Weiterbetrieb muss ein Gutachter sowohl erneute Berechnungen für die spezifische Anlage durchführen als auch Inspektionen vornehmen.

Analytischer Teil
(Erneute Berechnung)

+

Praktischer Teil
(Inspektionen)

Ziel des analytischen Teils ist die **Ermittlung der Ermüdung** der Gesamtanlage und die Bestimmung einer **möglichen Weiterbetriebsdauer**:

- Lastreserven (Auslegungsbedingungen gegenüber Standortbedingungen)
- Reserven in der Komponentenauslegung
- Berücksichtigung von Erfahrungen aus dem Betrieb

Ziel des praktischen Teils ist die Bewertung des **technischen Zustands** der Anlage(n)

Entspricht im Umfang „Wiederkehrender Prüfung“:

- Bewertung der Betriebshistorie
- Identifizierung kritischer Komponenten
- Berücksichtigung von Erfahrungen aus dem Betrieb

Mögliche Weiterbetriebsdauer

Inspektionsintervall (WKP)

DNV GL-ST-0262: Lifetime extension of wind turbines

Begutachtung eines Weiterbetriebs
Klassifizierung von Windkraftanlagenkomponenten

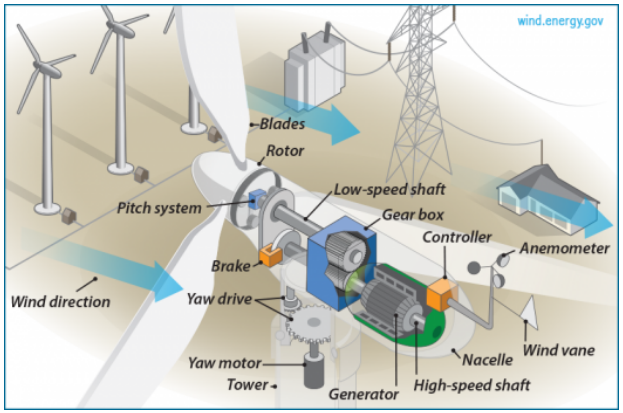
Der Standard des DIBt fokusiert auf die Standsicherheit – daher sind auswechselbare Anlagenteile nicht im Fokus der Weiterbetriebsgutachten.

Wichtigste Strukturkomponenten

Sicherheitskritisch
nicht austauschbar
hohe Konsequenz eines Ausfalls

- Gründung
- Turm
- Gondelgrundplatte
- Nabe
- Rotorblätter
- Hauptwelle

Systemkomponenten können aufgrund der hohen Wiederbeschaffungskosten in diese Kategorie fallen.



Weitere Komponenten

Weitere wesentliche aber nicht standsicherheitsrelevante Anlagenteile

Bilden einen Großteil der Betriebs- und Wartungskosten

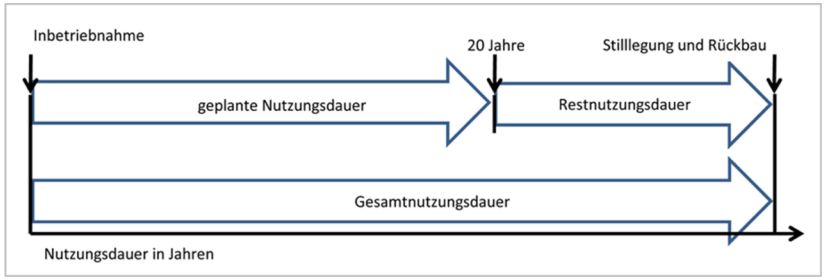
- Pitch-System
- Yaw-System
- Bremsanlage
- Schraubverbindungen
- Generator
- Stromrichter
- Getriebe
- Lager

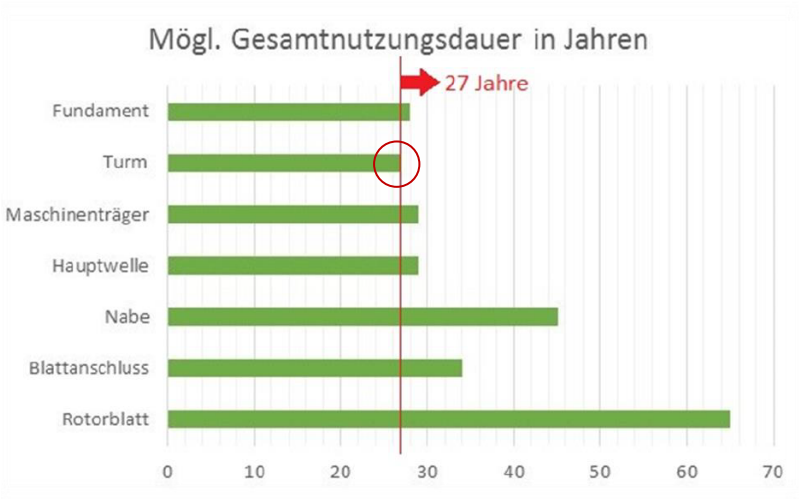
Einfachere Ausfallmodi - Lastmodelle zur Abschätzung der Ermüdungslebensdauer

Komplexe Ausfallmodi - datenbasierte statistische Modelle am besten geeignet

Begutachtung eines Weiterbetriebs – Bestimmung der Restnutzungsdauer

Der Gutachter, der den Weiterbetrieb bewertet zieht das Typenzertifikat der Anlage als Referenz jeglicher Bewertung heran.





In der Regel gilt: Die reale Belastung einer Anlage ist meist geringer über die Zeit als die für die ursprüngliche **Typenprüfung** unterstellte Belastung über die Zeit.

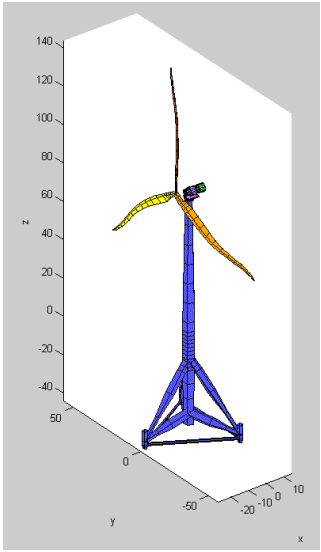
- Wichtig zu verstehen: Aus dieser Differenz speist sich die Restnutzungsdauer!
- **Je struktureller Hauptkomponente** kann also eine **Restnutzungsdauer** bestehen
- Die **Restnutzungsdauer** wird für die wesentlichen strukturellen Bauteile ermittelt – sie **richtet sich nach der <u>engpassgebenden Komponente</u>**. Hier im Beispiel der Turm.

Begutachtung eines Weiterbetriebs – Inspektionen als Bestandteil der Analyse

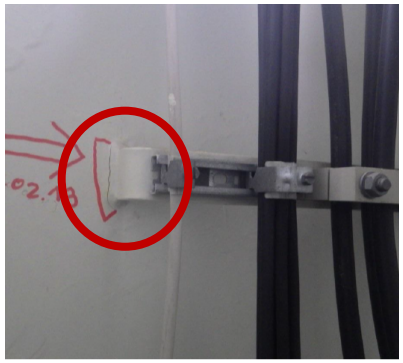
Inspektionen sind ein unverzichtbarer Teil der Analysen für einen Weiterbetrieb.

Inspektionen:

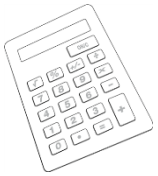
- Inspektionen sind neben der Modellierung unverzichtbarer Bestandteil einer Begutachtung des Weiterbetriebs
- Inspektionen decken spezielle Auffälligkeiten, die für einen Weiterbetrieb Relevanz haben auf.
- Gerade in betriebswirtschaftlicher Hinsicht kann ein schlechter Zustand von „Sekundärkomponenten" die wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs stark reduzieren.

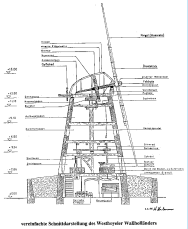


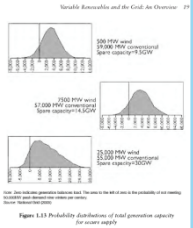
+



Begutachtung eines Weiterbetriebs – Zusammenfassung: Prüfmethoden Status und Ausblick







Methode	Inhalt	
Inspektion zum Weiterbetrieb	• Überprüfung, ob die Turbine für den Weiterbetrieb geeignet ist	Nachweis der Standsicherheit (inkl. Einschätzung zu einer möglichen Verlängerung der Betriebsdauer)
Vereinfachter Ansatz	**Analytischer Teil** • Lastberechnung unter Berücksichtigung der Auslegungsbedingungen und Standort-bedingungen • Verwendung eines generischen Anlagenmodells **Praktischer Teil** • Inspektion gemäß allgemeinem Inspektionsplan • Beurteilung der Anlagen-/Betriebshistorie	
Detaillierter Ansatz	**Analytischer Teil** • Lastberechnung unter Berücksichtigung der Auslegungsbedingungen und Standort-bedingungen • Verwendung des Anlagenmodells • Reservebetrachtungen für die einzelnen Komponenten • Erstellung eines spezifischen Inspektionsplans **Praktischer Teil** • Inspektionen gemäß spezifischem Inspektionsplan • Beurteilung der Anlagen-/Betriebshistorie	
Probabilistischer Ansatz	**Analytischer Teil** • Lastberechnung unter Berücksichtigung der Auslegungsbedingungen und Standortbedingungen • Zuverlässigkeitsanalyse/Fehlermöglichkeits-und Einflussanalyse • Anwendung stochastischer Methoden • Erstellung eines spezifischen Inspektionsplans **Praktischer Teil** • Inspektionen gemäß spezifischem Inspektionsplan • Beurteilung der Anlagen-/Betriebshistorie	

Standardverfahren wie dargestellt (analytisch + Inspektion)

Ziel: Vertiefte Berechnungen in Zusammenarbeit mit dem OEM deckt weitere Potentiale auf

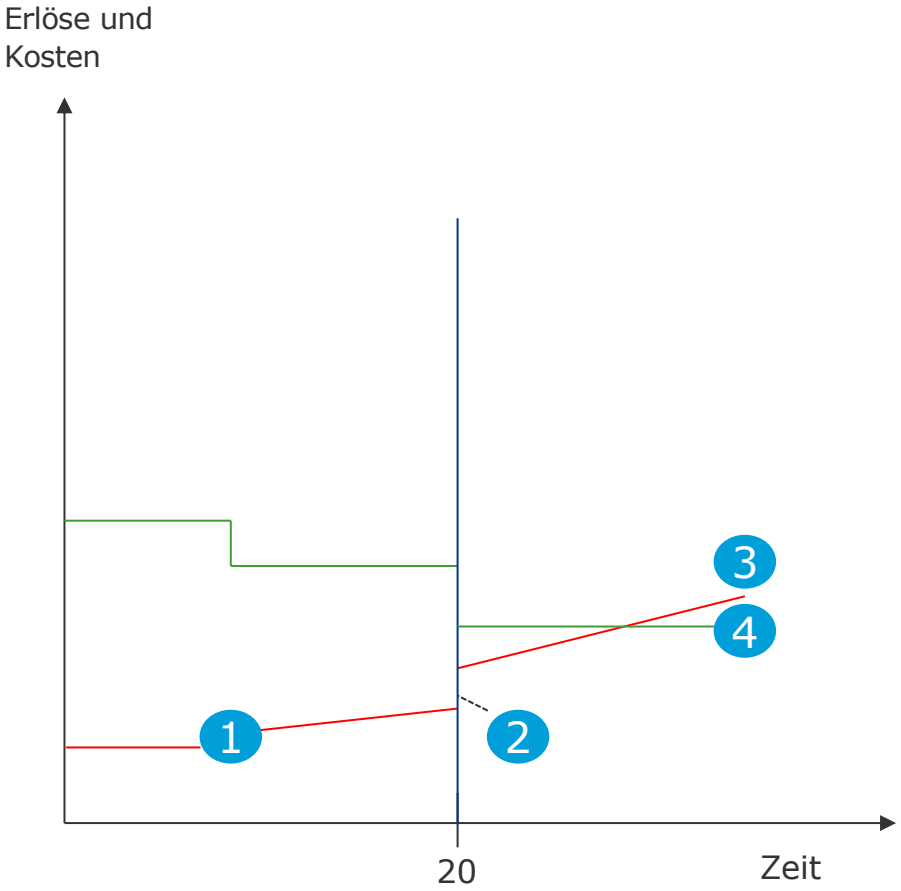
Ziel: Vertriefte Berechnungen unter Berücksichtigung von Ausfallrisiken – insbesondere für Offshore Anlagen absehbar

Begutachtung eines Weiterbetriebs – Die betriebswirtschaftliche Sicht

Die Analyse eines betriebswirschaftlich sinnvollen Weiterbetriebs ist eine anlagenindividuelle Betrachtung – die

Betriebswirtschaftliche Sicht

1. Die originäre O+M Kostenbasis ist zu hinterfragen (können Pachten und O+M reduziert werden?)
2. Es entstehen Kosten um einen Weiterbetrieb vorzunehmen
3. Es ist mit einem steigenden Ausfallrisiko zu rechnen, so dass die O+M Kostenfunktion steiler wird (wie hoch ist das Risiko in den Bauteilen?)
4. Mit dem Auslaufen der Förderung werden nur noch Erträge zum Marktpreis erwirtschaftet (mit welchem Ertrag ist standortspezifisch zu rechnen?, wie optimiere ich den Ertrag (Produktion vs. Verschleiß)?



Agenda

1. DNV GL Markteinschätzung zu Erneuerbaren Energien weltweit und in Deutschland

2. Begutachtung eines Weiterbetriebs

3. **Ausblick: Notwendigkeit der Optimierung der verbleibenden Lebenszeit**

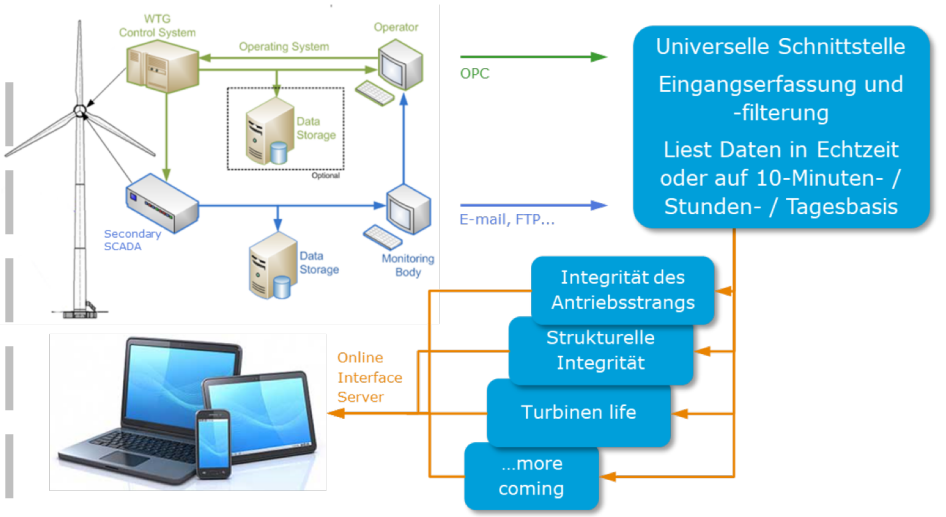
Wert einer Anlage im Lebenszyklus – Notwendigkeit der Optimierung der verbleibenden Lebenszeit

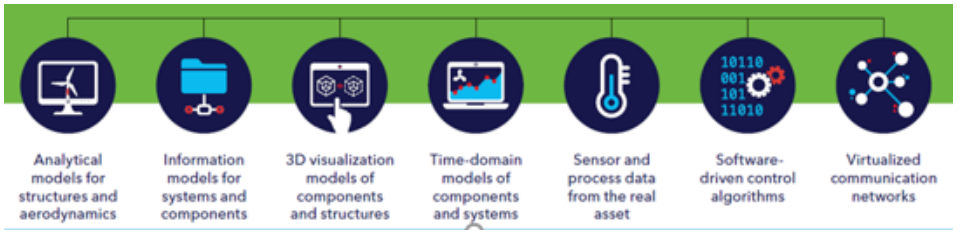
Aus Sicht von DNV GL wird dem optimieren Asset Management in der Zukunft mehr Bedeutung zukommen.

Wichtige Fragestellungen im Asset Management:

- Funktionieren die Turbinen optimal?
- Welche Ausfällen sind zu erwarten – und wie kann ich diesen vorbeugen?
- Welche Anlagen / Komponenten muss ich wie überwachen?
- Welche verbleibende Lebenszeit haben die unterschiedlichen Komponenten der Anlage

Aus diesen Fragestellungen hat DNV GL **Wind GEMINI** entwickelt

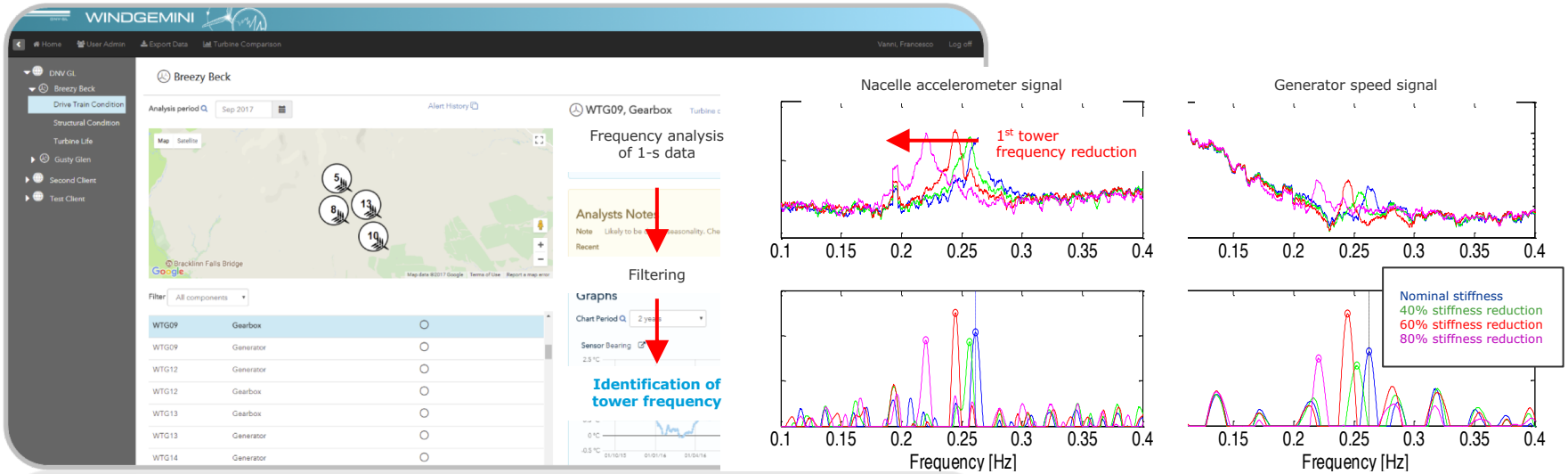




Wert einer Anlage im Lebenszyklus – Analyse der Daten für Optimierungen

Über Wind GEMINI können Probleme im Betrieb, die einen Einfluss auf die Lebenserwartung der Anlage haben frühzeitig entdeckt werden.

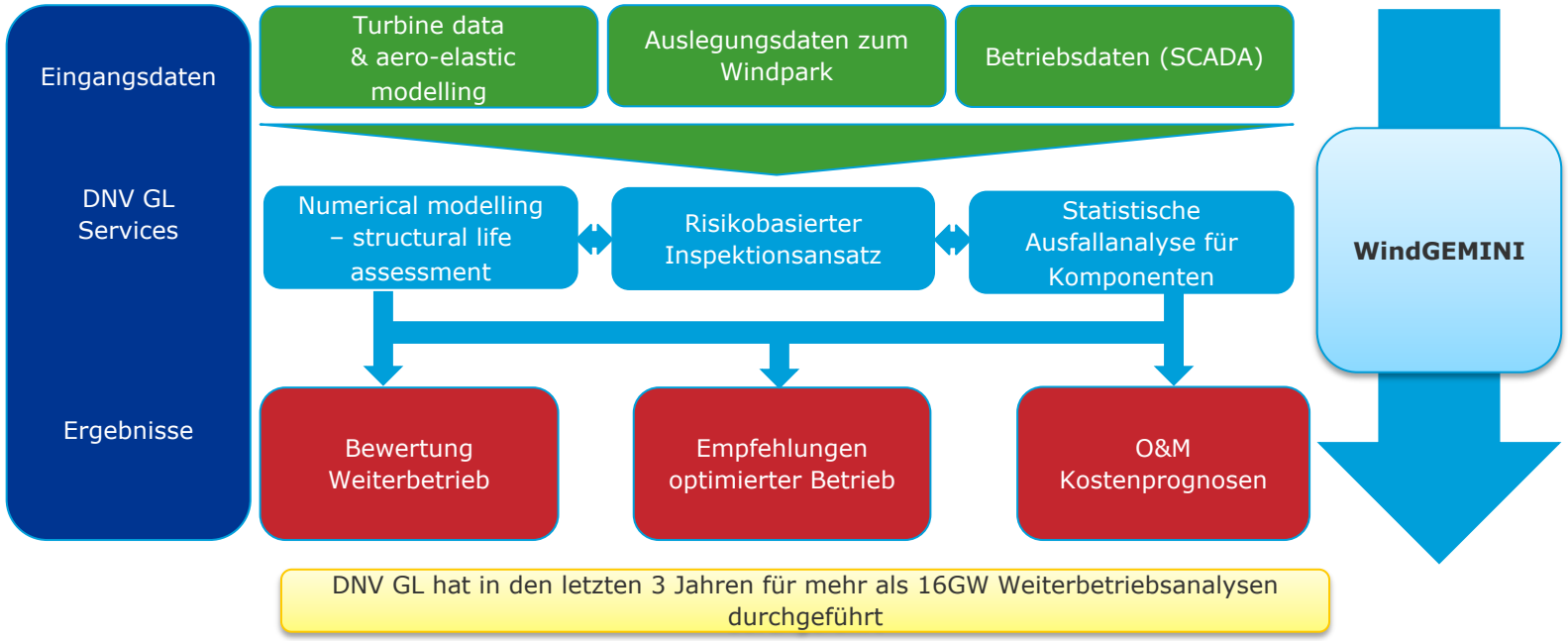
- Die Analyse von 1s SCADA ermöglicht beispielsweise die Überwachung der Turm- und Rotorfrequenz.
- Ein Filter erkennt die Frequenz und die Energie der Hauptpeaks.
- Die Frequenzanalyse kann eine Reihe von Problemen aufzeigen:
  - Änderungen der Fundamentsteifigkeit (Degradierung)
  - Rotorunwucht
  - Blattversatz



Wert einer Anlage im Lebenszyklus – Ausblick:

Ein kombinierter Ansatz von Modellen und Messung wird es ermöglichen Anlagen auch im reinen Markt optimiert einzusetzen

DNV GL strebt einen integrierten Ansatz für den (Weiter)betrieb an:



Fazit

Eine genaue Kenntnis des Anlagenverhaltens wird in einer Welt ohne Förderung essentiell. Dies gilt für Anlagen > 20 Jahre und Neuanlagen.

- Erneuerbare Energien werden sich **weltweit in großem Stil etablieren – die LCOE werden weiter sinken** und früher oder später werden wir von den bekannten Fördermechanismen komplett Abschied nehmen.
- Strompreise werden zunehmend volatil und bei **hoher EE-Einspeisung tendenziell niedrig** sein.
- Bei niedrigen Strompreisen und sinkender (oder nicht mehr vorhandener) Sondervergütung wird die Frage relevant, **wann** und wie ich eine WEA einsetze. Dies gilt für Neuanlagen und insbesondere für Anlagen, die aus der Förderung laufen (Betrieb > 20 Jahre)
- Ein Weiterbetrieb Bedarf eines Weiterbertiebsgutachtens. Unabhängig ob Weitebetrieb oder Repowering sollte man sich mit der mit dem Thema Analyse der Betriebsdaten detailliert auseinandersetzen – denn:

→ **Der im Einsatz entstehende Verschleiß wird zukünftige vermehrt zum Teil einer Optimierungsaufgabe**

Claas F. Hülsen
Business Development Director CEMED
DNV GL Energy

Claas.Huelsen@dnvgl.com
Direct: +49 172 408 52 18
www.dnvgl.com/energy

Commercial in confidence