

Abschlussbericht für das Verbundprojekt „Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen“

Ingenieurgesellschaft Zuverlässigkeit und Prozessmodellierung Dresden

Teilprojekt: Wissensmanagement und Instandhaltungsoptimierung als methodische Basis für die Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

(zuvor Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., ISET, Kassel)

Teilprojekt: Aufbereitung und Analyse der Betriebsdaten und -erfahrungen aus dem "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm" zur 250 MW Wind Fördermaßnahme des BMU

SAG Erwin Peters GmbH, Hamburg

Teilprojekt: Systematische Iststandsanalyse, Konzipierung, Entwicklung und Erprobung von windenergiespezifischen Methoden und Werkzeugen zur Analyse, Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltung sowie der Nachweis der Machbarkeit und Akzeptanz der Methodik

ENERTRAG AG, Dauerthal

Teilprojekt: Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien für die Windenergie unter besonderer Berücksichtigung der Offshore-Bedingungen



Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0327574 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhaltsverzeichnis

Abschlussbericht für das Verbundprojekt „Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen“	1
Zusammenfassung	5
I Kurze Darstellung	7
I.1 Aufgabenstellung	7
I.2 Voraussetzungen für die Durchführung	7
I.3 Planung und Ablauf des EVW-Vorhabens	8
I.4 Wissenschaftliche und technische Ausgangssituation	8
I.5 Zusammenarbeit der Verbundpartner	10
II Darstellung der Ergebnisse	12
II.1 Teilprojekt IWES: Aufbereitung und Analyse der Betriebsdaten und -erfahrungen aus dem "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm" zur 250 MW Windförder-Maßnahme des BMU"	12
II.1.1 Faktoren für die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit von Windenergieanlagen	12
II.1.2 Eingruppierung der Anlagen in zuverlässigkeits- und instandhaltungsrelevante Kategorien.....	13
II.1.3 Grundlagen einer „gemeinsamen“ Informationsbasis	17
II.1.4 Analyse der Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen	20
II.1.5 Besondere Herausforderungen Offshore	28
II.2 Teilprojekt IZP: Wissensmanagement und Instandhaltungsoptimierung als methodische Basis für die Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen	33
II.2.1 Informationsmanagement	33
II.2.2 FMEA und Risikokennzahlen	58
II.2.3 Restnutzungsdauerprognose und Zustandsorientierte Instandhaltung	72
II.2.4 Verfügbarkeitskennzahlen in der Windbranche	76
II.2.5 Ausnutzung von Reserven bei der Instandhaltung von Windenergieanlagen	84
II.3 Teilprojekt SAG: Systematische Iststandsanalyse, Konzipierung, Entwicklung und Erprobung von windenergiespezifischen Methoden und Werkzeugen zur Analyse, Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltung sowie der Nachweis der Machbarkeit und Akzeptanz der Methodik	97
II.3.1 Aufgabenstellung für das Teilprojekt der SAG Erwin Peters GmbH .	97
II.3.2 Instandhaltungsmarkt in der Windenergie	98
II.3.3 Instandhaltungsmanagement-Systeme für die Windenergie	99
II.3.4 Instandhaltungswerkzeug „MABI“	100

II.4	Teilprojekt ENERTRAG: Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien für die Windenergie unter besonderer Berücksichtigung der Offshore-Bedingungen.....	110
II.4.1	Spezifische Fragestellungen für ENERTRAG als Betreiber	110
II.4.2	Aufgabenstellung für die ENERTRAG AG	110
II.4.3	Erzielte Ergebnisse im Asset Management	112
II.4.4	Zielrichtungen für die Instandhaltung.....	114
II.4.5	CMS – Zustandsbewertung von WEA am Beispiel von Triebsträngen	115
II.4.6	Nutzenanalyse für die Einführung der RAMS/LCC-Technologie	117
II.4.7	Umsetzungskonzept	120
II.4.8	Informationen aus Inspektionen und Nachweisprüfungen	122
II.5	Voraussichtlicher Nutzen / Verwertbarkeit	125
II.6	Darstellung des während der Durchführung des FE-Vorhabens bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen.....	125
II.7	Darstellung der geplanten Veröffentlichungen des FE-Ergebnisses..	126
II.8	Veröffentlichungen.....	126
II.8.1	IWES: Publikationen und Beiträge.....	126
II.8.2	IZP: Publikationen und Beiträge	127
II.8.3	SAG: Publikationen und Beiträge	128
II.8.4	ENERTRAG: Publikationen und Beiträge	129

Zusammenfassung

Im Bericht werden die Ergebnisse des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Verbundprojektes „Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen (EVW)“ dargestellt.



Das Verbundprojekt der Projektpartner IZP Dresden, Fraunhofer-Institut IWES (vormals ISET Kassel), SAG Erwin Peters GmbH und ENERTRAG AG hat ein ganzheitliches Konzept zur Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen (WEA) im operativen Betrieb entwickelt, das auf internationalen Normen und standardisierten Informationsstrukturen beruht und darüber hinaus auch für einen Einsatz im Bereich Erneuerbare Energien insgesamt verwendbar ist.

Der wirtschaftliche Nutzen der Projektergebnisse insbesondere im Bereich Wartung und Instandhaltung wird umso größer, je mehr interessierte Betreiber sich einem gemeinsamen Datenverbund anschließen und gemeinsam einen Wissensvorsprung gegenüber Mitbewerbern bzw. gängiger Praxis erreichen.

Im Projekt wurde unter Einbeziehung der Spezifik der Windbranche eine methodische Basis für die Erhöhung bzw. Prognostizierbarkeit der Anlagenverfügbarkeit entwickelt, wobei größter Wert auf die Beachtung der maßgeblichen Normen und Standards gelegt wurde.

Schwerpunkte in diesem Konzept sind

- Abgleich aller Trends und Ergebnisse mit historischen Betriebsdaten aus dem WMEP-Programm
- Datenerfassung mit RDS-PP (Reference Designation System for Power Plants)
- Datenübertragungsprotokolle und Schnittstellen
- Datenmanagement mit zentraler Zuverlässigkeitsdatenbank und Kennwertebibliothek
- Bausteine für Prognosen und zuverlässigkeitsorientierte Analysen wie z.B. die Darstellung einer kompletten FMEA für eine Referenzanlage, die vergleichende Betrachtung von Instandhaltungsstrategien sowie Einsatzmöglichkeiten der Zustandsüberwachung (Condition Monitoring)

In Zusammenarbeit mit der Fördergesellschaft Windenergie und Erneuerbare Energien e.V. (FGW) und anderen namhaften Gremien der Windenergiebranche sind die entwickelten Datenstrukturen und Vorgehensweisen als gemeinsame Grundlage der Öffentlichkeit zugänglich gemacht worden.

Da sich in der Windenergie parallel verstärkte Bemühungen zur Standardisierung des Informationsmanagements abzeichnen, wurde im Verlauf des Projekts gezielt die Zusammenarbeit mit den federführenden Unternehmen und Verbänden gepflegt.

Die Vision eines ganzheitlich betrachteten Instandhaltungsmanagements für den Bereich Erneuerbare Energien wurde entwickelt (siehe Abbildung 1):

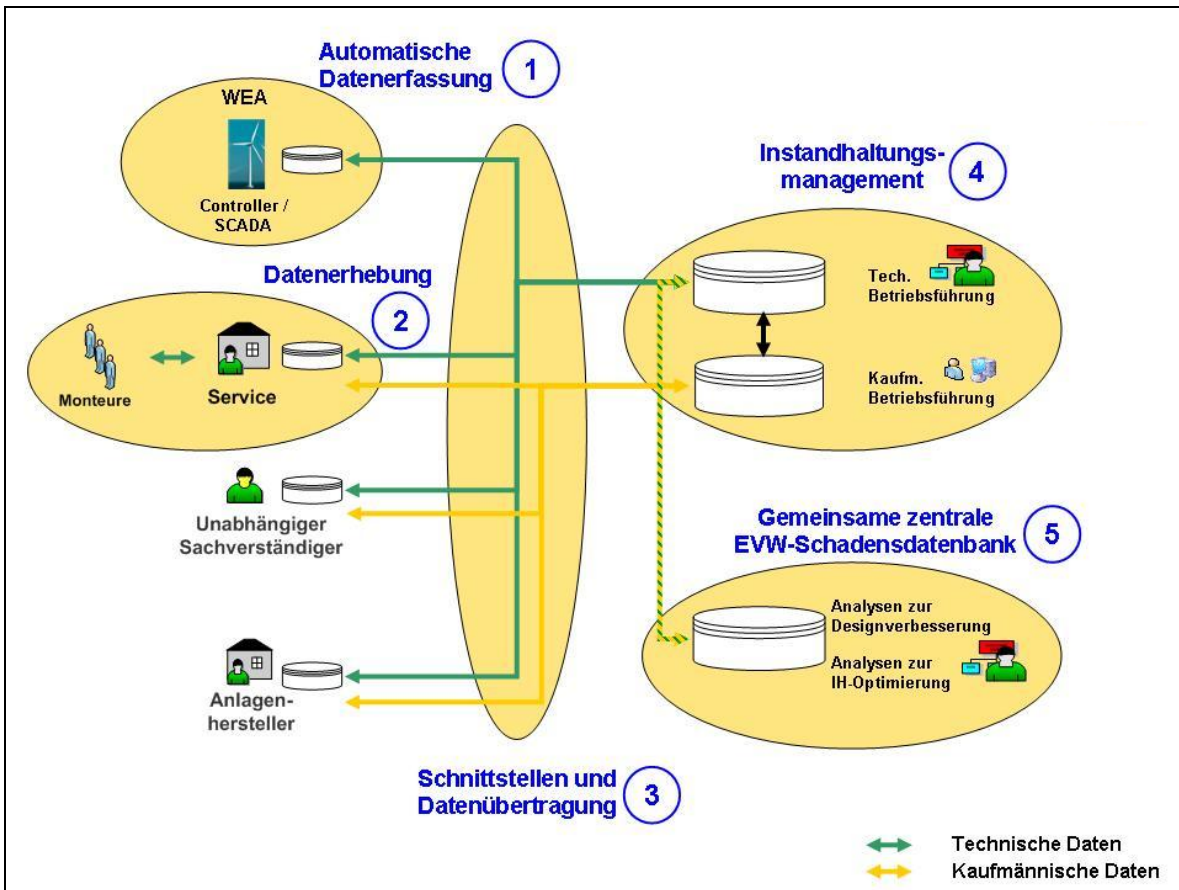


Abbildung 1: Instandhaltungsmanagement für WEA

I Kurze Darstellung

I.1 Aufgabenstellung

Globale Ziele des Förderprojektes waren:

- Verfügbarkeitserhöhung bzw. Kostensenkung durch Störungsminimierung
- Verbesserung der Planungs- und Entscheidungssicherheit in der Instandhaltung
- Erkennen von besonderen Anforderungen in der Offshore-Instandhaltung

Schwerpunktthemen waren insbesondere:

- Analyse und Systematisierung der vorhandenen technischen Lösungen
- Klassifizierung von Einsatzkonzepten
- Strukturierung von Betriebs- und Instandhaltungsstrategien
- Ausarbeitung einer FMEA für einen ausgewählten Anlagentyp
- Aufbereitung und Auswertung vorhandener Datenquellen hinsichtlich Zuverlässigkeits- und Kostenverhalten zur Aufdeckung von Schwachstellen und Kostentreibern

Ein zentraler Schwerpunkt des Projektes beschäftigte sich themenübergreifend mit der Standardisierung der Informationsverarbeitung in der Windenergiebranche als Basis für eine systematische Zuverlässigkeitsanalyse. Vielfältige Untersuchungen bei verschiedenen Windparkbetreibern und Serviceunternehmen haben gezeigt, dass gerade im Bereich des Informationsmanagements noch sehr heterogene Strukturen und Systeme anzutreffen sind.

Der Untertitel aus dem Projektantrag „Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien für Windkraftanlagen unter besonderer Berücksichtigung der Offshore-Bedingungen“ gab die methodische Zielrichtung vor.

I.2 Voraussetzungen für die Durchführung

Wichtige Voraussetzung zur Durchführung des Vorhabens war die Zusammensetzung des am Verbundprojekt beteiligten Konsortiums, welches Hersteller, Betreiber und Serviceunternehmen aus der Windbranche mit langjährig erprobten Fachwissen aus den Bereichen Datenmanagement, Zuverlässigkeit und Instandhaltung zusammenführte. Somit konnten viele Ansätze sofort auf ihre unmittelbare Praxistauglichkeit überprüft werden bzw. wichtige Impulse für die weitere Arbeit gegeben werden.

Das Verbundprojekt zur Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen (EVW) befasste sich in seiner Gesamtheit mit der Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien für die Windenergie unter besonderer Berücksichtigung der Offshore-Bedingungen.

Zur Realisierung wurde eine Kooperation zwischen fünf Fachunternehmen vereinbart:

- ENERTRAG AG, Dauerthal, mit dem Projektteil "Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien für Windkraftanlagen unter besonderer Berücksichtigung der Offshore-Bedingungen".
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel, mit dem Projektteil "Aufbereitung und Analyse der Betriebsdaten und -erfahrungen aus dem "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm" zur 250 MW Windfördermaßnahme des BMU". Der Institutsteil Kassel des am 01.01.2009 gegründeten neuen Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES ist aus dem ehe-

maligen Institut für Solare Energieversorgungstechnik - Verein an der Universität Kassel e.V. (ISET) hervorgegangen.

- Ingenieurgesellschaft Zuverlässigkeit und Prozessmodellierung Dresden (IZP) mit dem Projektteil "Wissensmanagement und Instandhaltungsoptimierung als methodische Basis für die Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen", Projektleiter des Verbundprojektes.
- SAG Erwin Peters GmbH, Hamburg, mit Unterstützung der SAG GmbH, Geschäftsbereich CeGIT, Dortmund, mit dem Projektteil "Entwicklung von IT-Infrastrukturen für die Realisierung windspezifischer Instandhaltungs- und Asset-Management-Systeme sowie deren Erprobung". Der Windservice-Bereich der SAG Erwin Peters wurde im Laufe des Projektvorhabens an die ENERTRAG Service GmbH verkauft.

I.3 Planung und Ablauf des EVW-Vorhabens

Entsprechend den konkreten Zielrichtungen der beteiligten Firmen war das Projekt in die unter I.2 genannten Teilprojekte gegliedert:

Der Ablauf des Projekts folgte im Wesentlichen den ursprünglich festgelegten Arbeitspaketen.

Untersuchungen zu CMS wurden gleich zu Beginn des Projekts für die Hauptbaugruppe Getriebe in Angriff genommen. Mit dem Ausscheiden der FLENDER AG als Ansprechpartner konnte die Idee der Ableitung von zustandsabhängigen Handlungsempfehlungen nicht weiter verfolgt werden.

I.4 Wissenschaftliche und technische Ausgangssituation

Die Windenergienutzung hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten mit hohem Tempo zu einer Technik entwickelt, der eine wichtige Rolle bei der zukünftigen elektrischen Energieversorgung zugetraut wird.

Der kontinuierliche Ausbau der Windenergienutzung in den letzten zwei Jahrzehnten ermöglichte den Herstellern dieser jungen Industriebranche erhebliche Weiterentwicklungen der Anlagentechnik. Die bisherige Entwicklung mit neuen Modellreihen im Jahresrhythmus war hierbei vor allem durch den Trend zu immer größeren und leistungsfähigeren WEA gekennzeichnet. Während jedoch die Leistung und Effizienz der WEA und damit die Energieerträge kontinuierlich verbessert wurden, besteht hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Anlagen noch immer ein erheblicher Optimierungsbedarf.

Moderne WEA erreichen zwar durchschnittlich hohe Verfügbarkeiten von bis zu 98%, gleich mehrere ungeplante Ausfälle verursachen allerdings einen hohen Wartungsaufwand und hohe Kosten. Darüber hinaus steht der hohen Verfügbarkeit die abnehmende Zuverlässigkeit moderner WEA und ihrer Bauteile gegenüber. Hier muss, gerade für die zukünftige Windenergienutzung auf See (offshore), deutlich nachgebessert werden.

Der Einsatz von WEA auf See stellt eine für die Zukunft gewichtige Ergänzung zu den Standorten an Land dar, ist aber auch mit einigen Herausforderungen verbunden. Neben der erhöhten Anforderung an die Zuverlässigkeit der Anlagen unterscheiden sich die Anlagen hinsichtlich der Wartung und des Instandhaltungsmanagements auch aufgrund ihrer eingeschränkten Erreichbarkeit. Auf Grund des Problems der begrenzten Zugänglichkeit müssen, um hohe Verfügbarkeiten der Offshore-WEA zu erreichen, neue Strategien eingesetzt werden. So müssen die zum

Einsatz kommenden Wartungsstrategien für einen effizienten Einsatz der Offshore-Windenergie optimiert werden. Allerdings gibt es in punkto Verfügbarkeit eindeutige Trends:

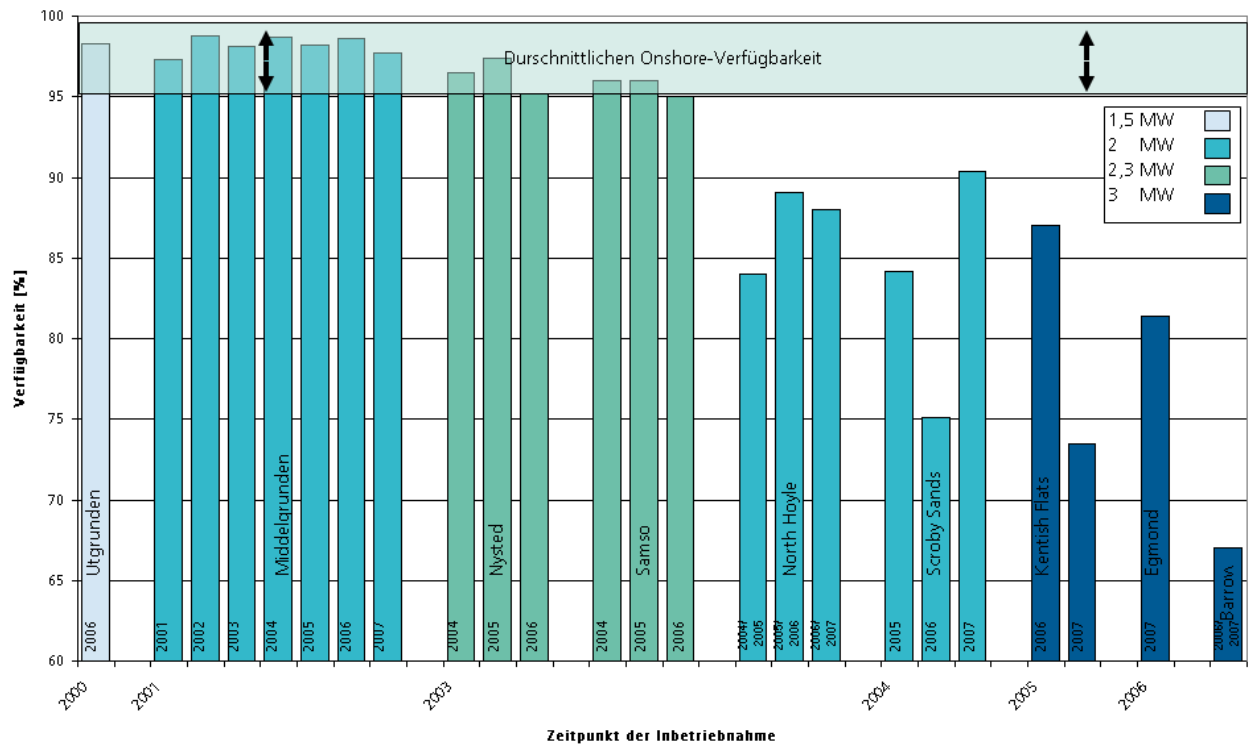


Abbildung 2: Übersicht - Technische Verfügbarkeit von Onshore-Windparks

Abbildung 2 zeigt die durchschnittliche technische Verfügbarkeit von unterschiedlichen Offshore-Windparks, wobei die Windparks hierfür nach dem jeweiligen Zeitpunkt der Inbetriebnahme sortiert sind und die Größe der verwendeten Turbinen farblich markiert ist. Es ist zu erkennen, dass Trends sowohl bezüglich des Alters des jeweiligen Parks als auch der Turbinengröße vorhanden zu sein scheinen. Während die älteren Parks, welche verhältnismäßig kleine Nennleistungen haben und sich relativ nah an der Küste befinden, Verfügbarkeiten aufweisen, die sich in der Bandbreite der durchschnittlichen Onshore-Verfügbarkeit befinden, ist die Verfügbarkeit neuerer Parks stark abgesunken.

Eine im Rahmen des Projekts verfolgte Möglichkeit der Optimierung von Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der WEA besteht darin, dass Informationen und Daten systematisch erfasst und ausgewertet werden. Da belastbare Aussagen über die Zuverlässigkeit von WEA erst nach vielen Betriebsjahren einigermaßen sicher getroffen werden können, sind langjährige Betriebserfahrungen notwendig, die zum einen in standardisierter Form aufgenommen werden und zum anderen eine breite statistische Basis bilden müssen.

Zur Bewertung der Anlagenzuverlässigkeit von Onshore-WEA wurden in der Vergangenheit schon mehrere Schadensstatistiken erstellt. Die umfangreichste Datensammlung entstammt dem „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP), das von 1989 bis 2006 die „250 MW Wind“-Fördermaßnahme der Bundesregierung begleitete. Neben dieser Schadensstatistik gibt es noch verschiedene weitere Statistiken. Für die o.g. Optimierungsmöglichkeiten bzw. für eine zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung ist jedoch keine der bekannten Datenbasen ausreichend detailliert und gleichzeitig umfangreich genug.

Die unterschiedlichen Beanspruchungen von WEA-Komponenten, z.B. aufgrund der verwendeten technischen Konzepte oder unterschiedlicher Standorteigenschaften, aber auch die auf den

Anlagen eingesetzten baugleichen Komponenten von unterschiedlichen Herstellern u. ä. führen zu verschiedenen Lebensdauererwartungen der Bauteile und so zu einer Streuung der Ergebnisse. Daher ist eine gemeinsame Datenbank mehrerer Windparkbetreiber zur Verbreiterung der statistischen Basis unabdingbar. Nur bei einer großen Datenmenge werden Schwachstellen eindeutig identifizierbar und Wahrscheinlichkeitsaussagen zum Ausfallverhalten bestimmter Bauteile aussagekräftig.

I.5 Zusammenarbeit der Verbundpartner

Die Teilprojekte der Verbundpartner waren im Wesentlichen eigenständig zu bearbeiten. Außerdem gab es einige Fragen, die von allgemeinem Interesse waren und somit von allen Partnern berücksichtigt werden mussten. Hier sei stellvertretend das Konzept der Kennzeichnung von Baugruppen nach Branchenstandard (RDS-PP) und das Ereignis-Merkmal-System (EMS) genannt.

Die Verbundpartner führten regelmäßig Projektbesprechungen durch und präsentierten auf verschiedenen Messen und Veranstaltungen gemeinsam die Ergebnisse der Arbeit.

Das Zusammenspiel der Projektbeteiligten wird in folgender Skizze deutlich:

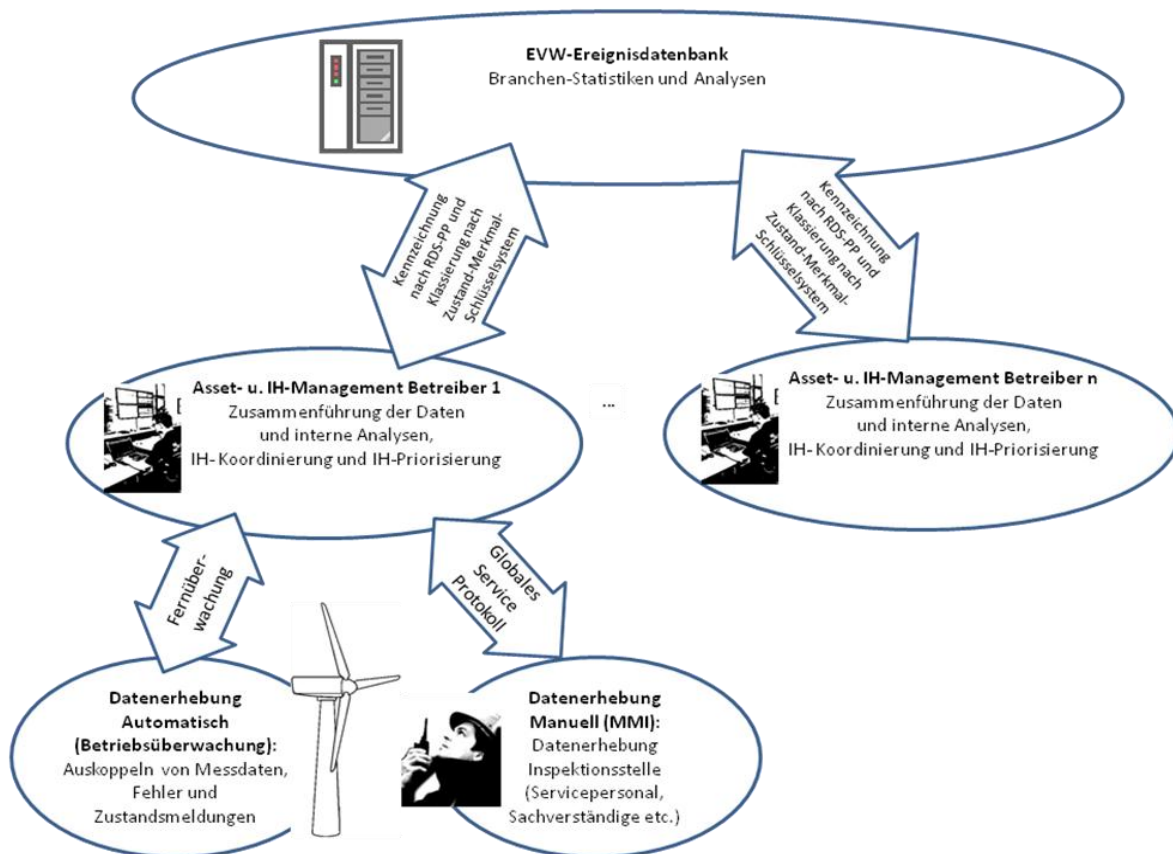


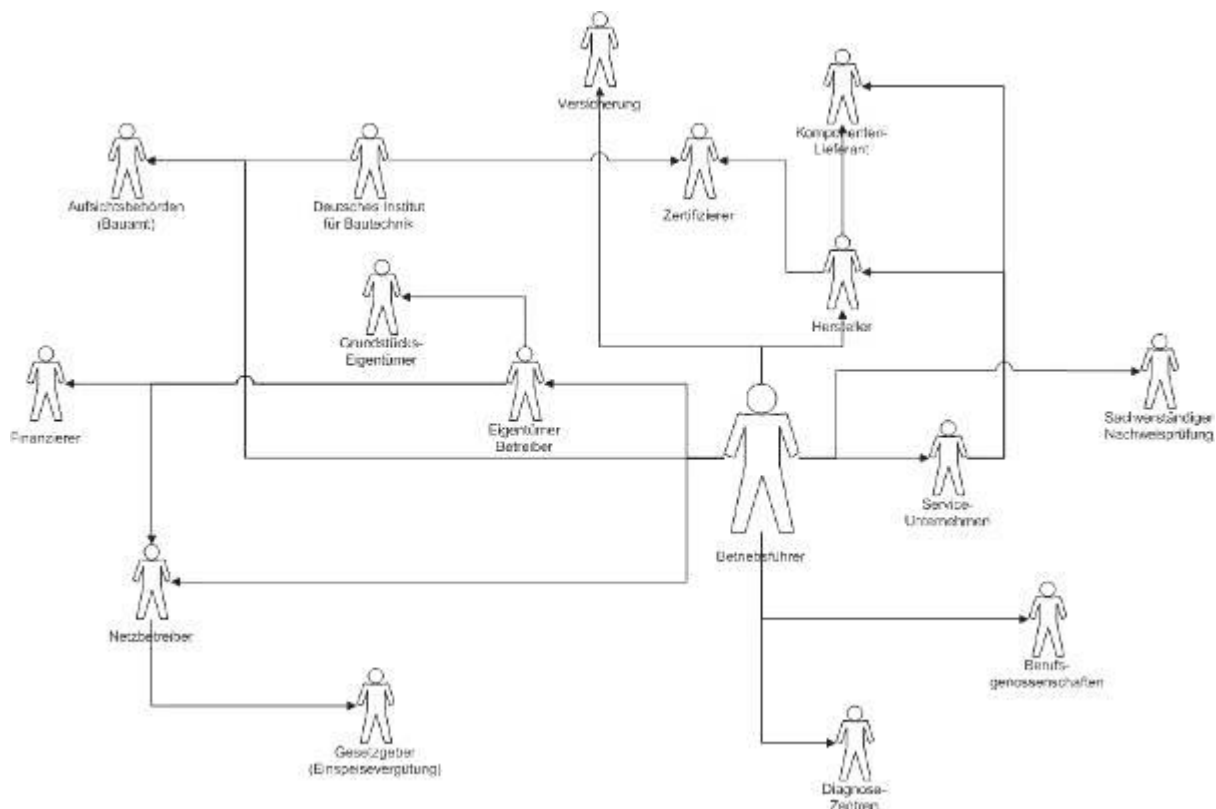
Abbildung 3: Das Zusammenspiel des „Gesamtsystems EVW“

Das breite Interesse der Praxis an den Ergebnissen des Projekts manifestierte sich in der Zusammensetzung des Projektbeirates. Als unterstützendes Gremium zur Kontrolle des Projektfortschrittes und der Praktikabilität waren im Projektbeirat renommierte Unternehmen der Windbranche vertreten, die das Vorhaben mit Interesse verfolgten und Ihre Anforderungen direkt einbringen konnten. Auch die enge Zusammenarbeit mit Fachgremien wie FGW und VGB sicherten die große Praxisbezogenheit der Entwicklungsarbeiten.

Langfristige Umsetzung der Ergebnisse in der Branche

Um die Voraussetzung für die praktische Umsetzung der Ergebnisse und Akzeptanz des Vorhabens in der Branche sicherzustellen, ist es erforderlich, die Lücken bezüglich der fehlenden Standards hinsichtlich der Prozesse, Strukturierung, Beschreibung von Zuständen und Ereignissen sowie Schnittstellen über die Richtlinienarbeit des Fachausschusses Instandhaltung der *Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW)* zu schließen.

Der Schwerpunkt der technischen Richtlinie für Erzeugungseinheiten Teil 7 (TR 7) „*Instandhaltung von regenerativen Erzeugungseinheiten und Kraftwerken*“ liegt in der Beschreibung der Prozesse und der notwendigen Dokumente und Daten sowie in einer für alle Beteiligten eindeutigen und einheitlichen Kennzeichnung von Bauteilen und Klassierung von Zuständen. Ziel ist es, Prozesse und Dokumentationen zu harmonisieren und den Austausch von Daten aller am Instandhaltungsprozess Beteiligten untereinander zu erleichtern.



In folgenden Teilen der Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten - Teil 7 „Instandhaltung von regenerativen Erzeugungseinheiten und Kraftwerken“ (in Entstehung) sind die Ergebnisse bzw. Erkenntnisse aus dem EVW-Projekt festgehalten:

- Rubrik A „Allgemeiner Teil“: Inhalt: Definitionen von Begriffen, normative Verweisungen, grundsätzliche Prozessbeschreibungen, Systemaspekte und Verfahren
- Rubrik D1 „Kennzeichnungssystem von Windkraftwerken“
Inhalt: RDS-PP, WEA, Typisierung auf Basis der VBG-Richtlinie B116 D2
- Rubrik D2 „Zustands-Ereignis-Merkmal-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ErzEMS)“
Inhalt: Begriffe, Klassierung und Strukturierung von Zustandsänderungen und Ereignissen für weiterführende Bewertungen und Verbesserungen in der Instandhaltung
- Rubrik D3 „Globales Service Protokoll (GSP)“

II Darstellung der Ergebnisse

II.1 Teilprojekt IWES: Aufbereitung und Analyse der Betriebsdaten und -erfahrungen aus dem "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm" zur 250 MW Windförder-Maßnahme des BMU"

Zur Bewertung der Anlagenzuverlässigkeit von Windenergieanlagen (WEA) wurden in der Vergangenheit schon mehrere Schadensstatistiken erstellt. Die umfangreichste Datensammlung entstammt dem „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP), das von 1989 bis 2006 die „250 MW Wind“-Fördermaßnahme der Bundesregierung begleitete.

Die systematische Aufbereitung und Analysen der Erfahrungen des WMEP, welche im Rahmen des Projekts durchgeführt wurden, sind nachfolgend beschrieben.

II.1.1 Faktoren für die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit von Windenergieanlagen

Die unterschiedlichen Beanspruchungen von WEA-Komponenten, z.B. aufgrund der verwendeten technischen Konzepte oder unterschiedlicher Standortbedingungen, aber auch die auf den Anlagen eingesetzten baugleichen Komponenten von unterschiedlichen Herstellern u. ä., führen zu verschiedenen Lebensdauererwartungen der Bauteile und so zu einer Streuung der Ergebnisse bei der Analyse des Ausfallverhaltens. Um dennoch Schwachstellen eindeutig zu identifizieren und nutzbare Wahrscheinlichkeitsaussagen zum Ausfallverhalten bestimmter Bauteile treffen zu können, müssen diese nicht beeinflussbaren Faktoren notwendigerweise berücksichtigt werden.

Technische Einflussgrößen

Der kontinuierliche Ausbau der Windenergienutzung in den letzten 15 bis 20 Jahren ermöglichte den Herstellern erhebliche Weiterentwicklungen der Anlagentechnik. Aus den kleinen Anlagen mit einer Leistung von durchschnittlich rund 30 kW und Rotordurchmessern von unter 15 m Mitte der 80er Jahre wurden sukzessive Maschinen mit 5 MW Nennleistung und mehr sowie mit Rotordurchmessern von über 120 m entwickelt. Die technische Weiterentwicklung ging in den 90er Jahren somit einher mit einer rasanten Größenentwicklung. Die durchgängige Einführung der Pitch-Regelung zur Leistungsbegrenzung war eine direkte Konsequenz dieser Größenentwicklung.

Während jedoch die Leistung und Effizienz der WEA und damit die Energieerträge kontinuierlich verbessert wurden, besteht hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Anlagen noch immer ein erheblicher Optimierungsbedarf. Moderne WEA erreichen zwar durchschnittlich hohe Verfügbarkeiten von bis zu 98%, mehrere ungeplante Ausfälle verursachen allerdings einen hohen Wartungsaufwand und hohe Kosten. Darüber hinaus steht der hohen Verfügbarkeit die abnehmende Zuverlässigkeit moderner WEA und ihrer Bauteile gegenüber.

Auf der anderen Seite kann zunehmende, langjährige Erfahrung mit einer bestimmten Technologie gegebenenfalls zu einer Erhöhung der Zuverlässigkeit dieser Technologie führen. Voraussetzung hierfür ist, dass Hersteller oder Nutzer die Betriebserfahrungen bei Konstruktion, Fertigung und Betriebsführung gezielt einfließen lassen. Die Anlagentechnik der WEA wurde in den letzten 15 bis 20 Jahren jedoch so zügig weiterentwickelt, dass sich möglicherweise Verbesserungen durch Ausmerzen von Schwachstellen einerseits und neue Probleme durch neue Funktionalitäten andererseits in ihrer Wirkung gegenseitig überlagern.

Geographische Einflussgrößen

Die tatsächliche Belastung bzw. Abnutzung der WEA-Komponenten und Bauteile von den externen Betriebsbedingungen wie Windgeschwindigkeit, Turbulenzintensität, Umgebungstemperaturen u. ä. ist noch nicht eingehend oder gar abschließend untersucht. Gängige Praxis aller Planer ist es, grundsätzlich von einer Lebensdauer von 20 Jahren auszugehen und bei allen Projekten die gleichen Instandhaltungskosten zu unterstellen.

Es ist allerdings leicht vorstellbar, dass die externen Betriebsbedingungen nicht nur einen erheblichen Einfluss auf die Zuverlässigkeit, sondern auch auf die Verfügbarkeit haben. Spätestens wenn die Offshore-Windenergienutzung in Betracht gezogen wird, fällt der Zugänglichkeit der Anlagen eine enorme Bedeutung hinsichtlich der Stillstandzeiten bzw. der Verfügbarkeit zu.

II.1.2 Eingruppierung der Anlagen in zuverlässigkeits- und instandhaltungsrelevante Kategorien

Die im Rahmen des EVW-Projektes vorgenommenen Eingruppierungen der WEA in zuverlässigkeits- und instandhaltungsrelevante Kategorien anhand der beschriebenen Einflussfaktoren werden im nachfolgenden beschrieben.

Anlagenalter (Produktions- und Betriebsjahr)

Eine Einteilung der Anlagen in Altersklassen soll helfen, den Anfangs erwähnten Lerneffekt aufzuzeigen. Zu diesem Zweck wurde für die gängigsten Anlagentypen herausgesucht, in welchem Zeitraum sie auf dem Markt angeboten wurden. Dieser so genannte Produktionszeitraum dient als Maßstab für die Zuordnung der individuellen Anlagen.

Nr.	Jahr innerhalb des Produktionszeitraums
1	1. bis 3. Jahr
2	4. bis 6. Jahr
3	7. bis 9. Jahr
4	ab dem 10. Jahr

Tabelle 1: Einteilung in Produktionszeiträume

Die ersten Exemplare eines Anlagentyps (Serienfertigung) werden in die erste Altersklasse einsortiert, ab dem vierten Produktionsjahr gelangen die Anlagen in die zweite Klasse. Die wenigsten Anlagentypen bzw. Typgruppen wurden länger auf dem Markt angeboten, so dass hier vier Klassen als ausreichend angesehen werden, wobei die vierte Klasse alle Anlagen zusammenfasst, die mindestens zehn Jahre nach der ersten Anlage desselben Typs errichtet wurde.

Standortkategorien

Die Installation von WEA in Deutschland fand in den achtziger Jahren und bis in die Mitte der Neunziger überwiegend in den Küstenregionen von Norddeutschland statt, da hier die vorherrschenden Windverhältnisse eine wirtschaftliche Nutzung am ehesten ermöglichten. Im Laufe der Jahre wurden immer mehr WEA auch an küstenfernen Standorten im Binnenland sowie in den Mittelgebirgsregionen Deutschlands errichtet. Mittlerweile werden WEA in allen Bundesländern und in verschiedensten Geländestrukturen betrieben. Eine Einteilung aller deutschen Anlagenstandorte in die Landschaftskategorien Küste, Norddeutsche Tiefebene und Mittelgebirge

spiegelt den großen Anteil an nutzbaren Flächen wider. Der Kategorie Küste wurden alle Standorte auf den Inseln und innerhalb eines etwa 5 km breiten Streifens entlang der Küstenlinie zugeordnet.

Diese Unterscheidung der Standorte anhand von geographischen Kategorien wurde vorgenommen, da zu den Standorten nur wenig verallgemeinerbare, klassifizierbare Informationen über die externen Bedingungen vorliegen. Darin ist allerdings implizit auch eine Unterscheidung der externen Bedingungen gegeben.

Nr.	Standortkategorie	Beschreibung
1	Mittelgebirge	Alle Standorte höher als etwa 100 m ü.N.N. und südlich einer gedachten Linie von nördlich Aachen über Hannover und Magdeburg bis nördlich Dresden
2	Norddeutsche Tiefebene	Standorte nördlich der deutschen Mittelgebirge mit mehr als 5 km Entfernung von der Küste und in Höhen von unter etwa 100 m ü.N.N.
3	Küste	Standorte vor der Küste mit Entfernung < 50 m und auf vorgelegerten Inseln sowie in einem etwa 5 km breiten küstennahen Streifen landeinwärts
4	Nearshore	z. B. Entfernung zur Küste ≤ 500 m, bislang nicht vertreten
5	Offshore	z. B. Entfernung zur Küste > 500 m, bislang nicht vertreten

Tabelle 2: Einteilung in Standortkategorien

Die Zuordnung in den Grenzbereichen zwischen den Kategorien bleibt unscharf, da die Kriterien im Rahmen des WMEP nicht genauer definiert werden konnten. Die entstehende, unvermeidbare Streuung wird sich aber aufgrund der relativ geringen Anzahl solcher Grenzfälle nur geringfügig auswirken.

Bislang liegen keine auswertbaren Betriebserfahrungen von Offshore-Anlagen vor. In Tabelle 2 soll aber die sinnvolle Weiterführung der gegebenen Einteilung angedeutet werden. Die anderen drei Kategorien wurden so im WMEP bereits festgelegt.

Leistungsklassen

Um einen möglichen Einfluss der Anlagengröße auf die Zuverlässigkeit von Anlagen und Komponenten zu ermitteln, wurde eine Einteilung in Leistungsklassen vorgenommen (Tabelle 3).

Nr.	Leistungsklasse
1	$1 \text{ kW} \leq P_{\text{Nenn}} < 30 \text{ kW}$
2	$30 \text{ kW} \leq P_{\text{Nenn}} < 500 \text{ kW}$
3	$500 \text{ kW} \leq P_{\text{Nenn}} < 1.000 \text{ kW}$
4	$1.000 \text{ kW} \leq P_{\text{Nenn}} < 2.000 \text{ kW}$
5	$2.000 \text{ kW} \leq P_{\text{Nenn}} < 4.000 \text{ kW}$

Tabelle 3: Einteilung in Leistungsklassen

Die Technologie kleiner Anlagen muss sich aufgrund wachsender spezifischer Anlagenkosten mit abnehmender Nennleistung von der der großen Anlagen unterscheiden. Auf die Besonderheiten der kleinen Anlagen wurde im Rahmen des Projekts nicht weiter eingegangen. Um den Einfluss kleiner Anlagen und ihrer eigenen technischen Konzepte und Zuverlässigkeiten auszuklammern, wurden Anlagen unter 30 kW von allen Betrachtungen ausgeschlossen.

Typgruppen

Aufgrund der schnellen Entwicklung der Anlagentechnik wurden einige Anlagentypen nur für relativ kurze Zeit auf dem Markt angeboten, bevor sie durch Nachfolgemodelle abgelöst wurden. Dabei verlangte der Markt ständig nach größeren Anlagen mit höheren Nennleistungen. Dieser Nachfrage wurden die Hersteller oft durch recht einfache Weiterentwicklungen gerecht, die lediglich Vergrößerungen am Rotordurchmesser und ggf. leichte Anpassungen der Supportstrukturen darstellten. Die sonstige technische Weiterentwicklung blieb bei diesen kleinen Entwicklungsschritten gering. Dagegen sind einige dieser nur kurz am Markt angebotenen Anlagentypen nur wenig im WMEP vertreten, so dass die statistische Aussagekraft relativ niedrig bleibt.

Für die Analyse der Zuverlässigkeit technischer Konzepte, typischer Störfälle bestimmter Komponenten u. ä. scheint es gerechtfertigt, die Anlagentypen solcher sehr ähnlichen Konstruktionen zu Typgruppen zusammenzufassen, um die Stärke der jeweiligen Gruppe zu erhöhen. Dabei wurde darauf geachtet, dass die zu Typgruppen zusammengefassten Anlagentypen sich nur geringfügig in der konstruktiven Ausführung unterscheiden und zur selben Leistungsklasse gehören. Für die angestrebten Analysen bedeutet diese Zusammenfassung also kaum Einschränkung hinsichtlich der diversen Konstruktionen, aber eine deutliche Vergrößerung der zu analysierenden Gruppen.

Technische Konzepte

In der ersten Hälfte der 90er Jahre teilte sich eine Vielzahl von Herstellern den Markt in Deutschland. Manche versuchten, sich durch ein besonderes technisches Konzept von anderen zu unterscheiden, andere verfolgten auf parallelen Wegen sehr ähnliche Konzepte. Für die Untersuchung der Zuverlässigkeit von gesamten Baureihen und von bestimmten Komponenten ist es sinnvoll, Anlagentypen bzw. Typgruppen bestimmten technischen Konzepten zuzuordnen (Tabelle 4).

	I	II	III	IV
	Dänisches Konzept	Erweitertes Dänisches Konzept	Standard variable Drehzahl	Direktantrieb
Exemplarische Typgruppen	AN Bonus 100/150 Vestas V 17/20	Vestas V 25/27/29 Ventis 20-100	Vestas V 63/66 Enercon E 32/33	Enercon E 40 Enercon E 66
Leistungsregelung	Stall	Pitch		
Drehzahlverhalten	Konstant		Variabel	
Antrieb	Getriebe			Direktantrieb

Tabelle 4: Einteilung in technische Konzepte

Die technischen Konzepte wurden hierbei anhand von grundlegenden Eigenschaften der WEA wie Leistungsregelung, Drehzahlverhalten und Antriebsart eingeteilt, um signifikante Unterschiede herauszustellen. Aufgrund der konstruktiven Ähnlichkeit gehören demnach alle zu einer Typgruppe zusammengefassten Anlagentypen automatisch zum selben technischen Konzept.

In der Definition sind diejenigen Anlagen als ‚drehzahlvariabel‘ erfasst, deren Drehzahlband wenigstens 70 % bis 100 % ihrer maximalen Rotordrehzahl abdeckt. Der aktiv durch Blattverstellung geregelte Stall-Effekt (auch als „active stall“ oder „combi stall“ bezeichnet) ist unter „Pitch“-Regelung eingestuft, um eine Abgrenzung zur passiven unregulierten Leistungsbegrenzung durch Nutzung des „Stall-Effekts“ zu erhalten.

Darüber hinaus wurde das technische Konzept Nr. 99 eingeführt, um bei bestimmten, übergreifenden Darstellungen auch die Typen berücksichtigen zu können, die keinem der vier genannten Konzepte zuzuordnen sind. Die Zuverlässigkeitskennwerte dieser Anlagengruppe wurden aber weder für sich noch in Vergleich zu den anderen technischen Konzepten untersucht.

Das erste Konzept entspricht der einfachen Bauart, wie sie insbesondere von dänischen Herstellern in der zweiten Hälfte der 80er Jahre bevorzugt wurde. Mit der Größenentwicklung der Anlagen wurden die angewandten technischen Konzepte allerdings aufwändiger. Mit Einführung der Leistungsklassen über 1500 kW verschwand das dänische Konzept praktisch vom Markt. Die Konzepte spiegeln somit in gewisser Art und Weise die Evolution der WEA dar. In Abbildung 4 sind die prozentualen Anteile der Konzepte an den in Deutschland jährlich neu gebauten Anlagen dargestellt.

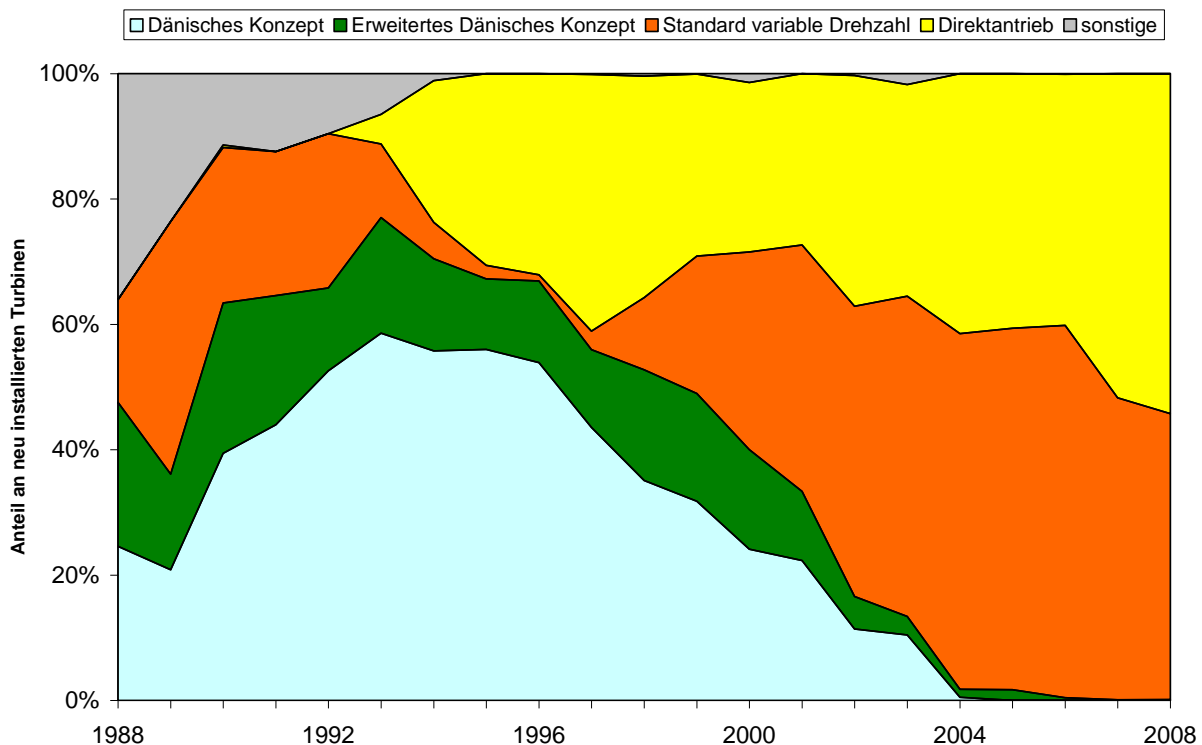


Abbildung 4: Evolution der technischen Konzepte von WEA

Es ist sehr gut zu erkennen, dass heutzutage eigentlich ausschließlich drehzahlvariable Anlagen gebaut werden. Anlagen des Dänischen sowie des erweiterten Dänischen Konzepts, welche den Beginn der Windenergienutzung im energiewirtschaftlichen Maßstab dominierten, sind nahezu vollständig vom Markt verdrängt.

II.1.3 Grundlagen einer „gemeinsamen“ Informationsbasis

Eine wichtige Grundlage für die Bewertung der Anlagenzuverlässigkeit ist eine detaillierte und umfangreiche Datenbank. Wie bereits erwähnt, wurden schon an verschiedenen Stellen Schadensdatenbanken erstellt, um Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit zu analysieren. Für eine zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung ist jedoch keine dieser Datenbasen ausreichend detailliert und gleichzeitig umfangreich genug. Die unterschiedlichen Beanspruchungen von WEA-Komponenten, z.B. aufgrund verschiedener verwendeter technischer Konzepte oder unterschiedlicher Standorteigenschaften, aber auch die auf den Anlagen eingesetzten baugleichen Komponenten von unterschiedlichen Herstellern u. ä. führen zu verschiedenen Lebensdauererwartungen der Bauteile und so zu einer Streuung der Ergebnisse. Daher ist eine gemeinsame Datenbank mehrerer bzw. im Idealfall aller Windparkbetreiber zur Verbreiterung der statistischen Basis unabdingbar. Nur bei einer großen Datenmenge werden Schwachstellen eindeutig identifizierbar und fundierte Wahrscheinlichkeitsaussagen zum Ausfallverhalten bestimmter Bauteile ermöglicht. Die Daten müssen dafür systematisch erfasst, Komponenten einheitlich bezeichnet und Betriebssituationen, Störungen sowie Schäden gleichermaßen beschrieben werden. Die daraus resultierende einheitliche Strukturierung soll nachfolgend beschrieben werden.

Einheitliche Datenstruktur

Bislang war die Datenerfassung z.B. bei den Betreibern sehr eingeschränkt, meistens als schriftliche Einsatzberichte der Service-Unternehmen, knapp beschrieben und oft mit kodierter Beschreibung. Die Berichte sind meist nicht detailliert genug und ohne jegliche Schadensanalyse. Eine Konsequenz dieser mangelhaften Strukturierung ist die Schwierigkeit, eine Optimierung der Instandhaltung durchzuführen, da die hierfür notwendigen Informationen unzureichend erfasst werden. Es ist daher unabdingbar, eine standardisierte Form der Daten anzustreben. Dazu ist eine einheitliche Datenstruktur, wie in Abbildung 5 gezeigt, unerlässlich. Die größten Herausforderungen sind dabei, diese Daten systematisch zu erfassen, die Komponenten einheitlich zu bezeichnen und Betriebssituationen, Störungen sowie Schäden gleichermaßen zu beschreiben.

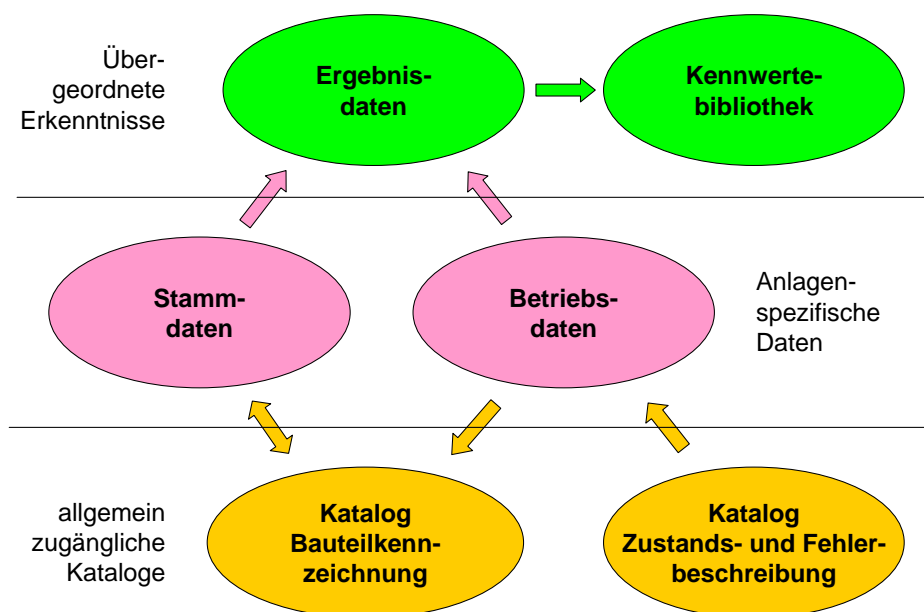


Abbildung 5: Schema der Datenstruktur

Der Einfachheit halber kann die Datenstruktur in die drei Teile Stamm-, Betriebs- und Ergebnisdaten sowie zwei Kataloge 1) zur einheitlichen Kennzeichnung aller Bauteile und 2) zur einheitlichen Beschreibung von Betriebszuständen und Fehlern gegliedert werden. Die Betriebsdaten müssen hierbei unter anderem auch sämtliche Informationen über Instandhaltungsmaßnahmen sowie Störungen und Schäden beinhalten.

Die beiden Kataloge sind sinnvollerweise durch übergeordnete Gremien auf aktuellem Stand zu halten. Die bisherigen Aktivitäten in der Windbranche laufen vermutlich darauf hinaus, dass die FGW e. V., Fördergesellschaft für Windenergie und andere erneuerbare Energiequellen, und der VGB PowerTech e. V. die Pflege gemeinsam übernehmen.

Stammdaten

Unter die Stammdaten fallen vor allem allgemeine Informationen zu Windpark und Anlage. Außer Zuordnungsmerkmalen, wie z.B. einer eindeutigen Anlagen-ID, werden noch Informationen zu Art der Anlage sowie Standortinformationen erfasst. Die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen instandhaltungsrelevanten Parameter, wie z.B. Leistungsklasse und Altersklasse, sind ebenfalls Teil dieser Kategorie.

Für eine eindeutige Zuordnung von Schäden zu den Komponenten einer WEA ist eine einheitliche Kennzeichnung aller Bauteile notwendig. Hierfür wird aller Voraussicht nach in der Zukunft das Kennzeichnungssystem RDS-PP („Reference Designation System for Power Plants“), zum Einsatz kommen. Der Wichtigkeit halber wird dem RDS-PP ein Unterkapitel gewidmet.

Um für spätere Analysen und Auswertungen statisch vergleichbare Gruppen bilden zu können, ist es notwendig, für alle gesammelten Daten sinnvolle Klassen zu definieren.

Diese Klassierung, welche in den Stammdaten mit erfasst werden muss, ist eine Voraussetzung für homogene und saubere Analysen, da die praxisrelevanten Zuverlässigkeitsprognosen immer nur für konkrete Nutzungsbedingungen und vergleichbare technische Systeme getroffen werden können. Die Klassierung der WEA und deren Einsatzkonzepte werden unter verschiedenen Gesichtspunkten vorgenommen, welche im vorigen Kapitel ausführlich dargestellt wurde.

Betriebsdaten (inkl. Ereignisdaten)

Zur Struktur einer geeigneten Schadensdatenbank gehören die Betriebs- und Ereignisdaten, wobei auch hier die einheitliche und eindeutige Kennzeichnung imperativ ist. Eine weitere Richtlinie des VGB, der zweite Katalog zur einheitlichen Beschreibung von Betriebszuständen und Fehlern, das Kennzeichnungssystem EMS („Ereignismerkmal-Schlüssel-System“), welches auf die Belange und Besonderheiten der Windenergie angepasst wurde, erscheint hierfür derzeit die beste Möglichkeit. Der Wichtigkeit halber wird auch dem EMS das nachfolgende Unterkapitel *Katalog Zustands- und Fehlerbeschreibung* gewidmet.

Ergebnisdaten

Der dritte Teil der vorgestellten Datenstruktur sind die so genannten Ergebnisdaten. Hierunter werden unterschiedliche Zuverlässigkeitskennwerte, wie beispielsweise die Größen „MTBF – Mean Time Between Failure“ und „MTTR – Mean Time To Repair“, aber auch Zuverlässigkeitsfunktionen verstanden. Diese Ergebnisse helfen später bei der Identifizierung von Schwachstellen und fließen in verbesserte Instandhaltungsstrategien und –abläufe ein.

Katalog Bauteilkennzeichnung (nach RDS-PP)

Das RDS-PP „Reference Designation System for Power Plants“ ist Nachfolger und moderner Ersatz für das bewährte Kraftwerk-Kennzeichen-System KKS und wurde zum größten Teil von dem VGB-Arbeitskreis „Anlagenkennzeichnung und Dokumentation“ entwickelt. RDS-PP ist ein internationales genormtes Kennzeichensystem und genießt demzufolge eine weltweite Anerkennung.

RDS-PP wurde im Vergleich zu KKS mit vielen Neuerungen und Erweiterungen ergänzt, die den heutigen Anforderungen an die Kennzeichnung von Kraftwerkskomponenten dienen können. Dabei wurde sogar Wert auf neue Formen der Energieerzeugung z.B. dezentrale Anlagen gelegt. Basierend auf den überarbeiteten Strukturierungsprinzipien und der Kennzeichnungssystematik auf internationalen Normen finden sich in dem erweiterten KKS-Nachfolger RDS-PP sowohl die aus dem KKS bekannte Grundstruktur als auch wesentliche Teile des Funktionschlüssels wieder. Das wichtigste Merkmal des RDS-PP ist jedoch die Tatsache, dass die Strukturierung nach Funktionen und funktionalen Einheiten klassifiziert ist. Demzufolge wird eine eindeutige Zuordnung der Komponenten unabhängig von Hersteller, Bauart, Einbauplatz, usw. ermöglicht. Das RDS-PP gibt hierfür eine einheitliche Bezeichnung sämtlicher Funktionen einer Anlage vor so dass die WEA in verschiedene Bereiche funktionaler Zusammenhänge aufzuteilen ist. So gibt es unabhängig von Bauart, räumlicher Anordnung, Hersteller oder Anlagentyp einheitlich bezeichnete Funktionsgruppen wie Generatorsystem, Antriebstrang, Blattverstellung oder elektrische Ableitung,.

Im Rahmen des Projekts wurde das Kennzeichnungssystem an die Bedürfnisse der Kennzeichnung von Windenergieanlagen angepasst bzw. an entsprechenden Stellen sinnvoll erweitert. Auch eine typübergreifende Struktur, welche für eine weitere Verwendung zwingend notwendig ist, wurde zumindest in Ansätzen realisiert.

RDS-PP ist somit ein gemeinsamer Standard für Betreiber und Hersteller von Kraftwerksanlagen. Durch seine detaillierte modulare Struktur lässt sich das RDS-PP als leistungsstarkes Navigationswerkzeug zur Sichtung und Betrachtung komplexer und mit normalen Mitteln nur schwer erfassbarer Informationen für Planung, Betrieb und Instandhaltung einsetzen. Auf dieser Basis lassen sich IT-Anwendungen durch Implementierung des RDS-PP schnell in bestehende ERP- und Data-Warehouse-Applikationen bei den Akteuren integrieren.

Dieses System ist allerdings, möglichst von zentraler Stelle, zu detaillieren und zu pflegen. Entsprechende Vorbereitungen der Verbände werden bereits besprochen und von mehreren wichtigen Herstellern unterstützt.

Katalog Zustands- und Fehlerbeschreibung

Die Aufgabe der Klassierung der Ereignisdaten übernimmt das so genannte Ereignis-Merkmal-Schlüsselsystem. Wie bereits erwähnt stellt das EMS eine detaillierte Beschreibung aller Ereignisse dar. Unter einem Ereignis werden in diesem Fall alle geplanten oder ungeplanten Maßnahmen mit oder ohne Betriebsunterbrechungen verstanden. Das EMS teilt sich in seiner ursprünglichen Form in zwölf Gruppen mit dem Ziel, das Ereignis so konkret und detailliert zu definieren, dass weiterführende Analysen ermöglicht werden. Diese Gruppen beinhalten allerdings manchmal mehr Informationen als für eine Ereignisbeschreibung tatsächlich benötigt werden. Darüber hinaus finden einige Gruppen nur teilweise oder gar nicht in der Beschreibung der Ereignisse einer WEA Verwendung.

Aufgrund der daraus resultierenden lediglich bedingten Brauchbarkeit des EMS wurde im Rahmen des Projekts eine Änderung/Anpassung des EMS zu einer handhabbaren WEA- Ereignisbeschreibung durchgeführt. Das neue an EMS angepasste System wurde im EVW-Projekt in ein ZMS „Zustands-Merkmal-Schlüsselsystem“ überführt. Die prinzipielle Struktur ist in Abbildung 6 dargestellt.

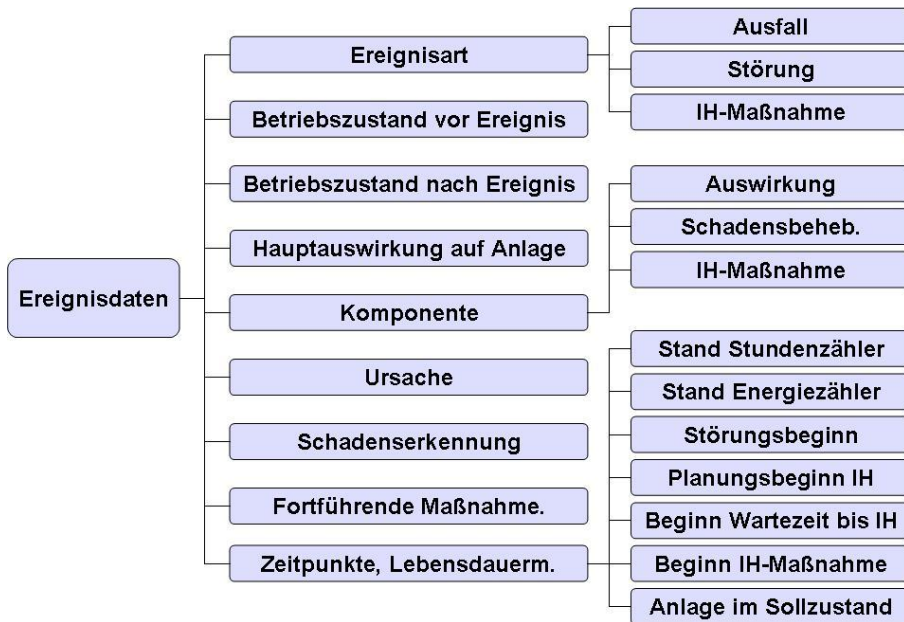


Abbildung 6: Aufbau der Ereignisbeschreibung angelehnt an EMS

Die Standardisierungsarbeiten nach RDS-PP und EMS laufen dabei in enger Abstimmung mit den Aktivitäten und Richtlinien der Branchenverbände: Technische Richtlinie für Windenergieanlagen; Teil 7 Instandhaltung von Windparks (FGW) sowie Referenzkennzeichnungssystem für Kraftwerke RDS-PP, Anwendungserläuterungen für Windkraftwerke VGB-B 116 D2 und Ereignis-Merkmal-Schlüsselsystem EMS VGB-B 109 8 (VGB). Auch die spätere Vermarktung des Kennzeichnungssystems wird in Zusammenarbeit der FGW mit dem VGB Power Tech erfolgen.

II.1.4 Analyse der Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen

In diesem Kapitel sollen die Einflüsse der in Kapitel II.1.1 und II.1.2 beschriebenen zuverlässigkeits- und Instandhaltungsrelevanten Kategorien auf die Zuverlässigkeit der Anlagen dargestellt werden. Da sich bei den Analysen die Komponenten der Elektronik und des elektrischen Systems als eine bedeutende Schwachstelle, gerade im Hinblick auf die im nachfolgenden behandelte Herausforderung der Offshore-Windenergie, herauskristallisiert haben, soll die Zuverlässigkeit dieser Bauteile gesondert betrachtet werden.

Anlagenalter und Reifegrad der Konstruktion

Der erste wichtige Einflussparameter auf die Zuverlässigkeit eines technischen Systems besteht in dem Anlagenalter. Der Wert gewonnener Erfahrungen ist in Abbildung 7 dargestellt. In dieser Grafik ist die durchschnittliche jährliche Ausfallrate in Abhängigkeit vom Betriebsjahr und dem Produktionsjahr der Anlagen zu sehen.

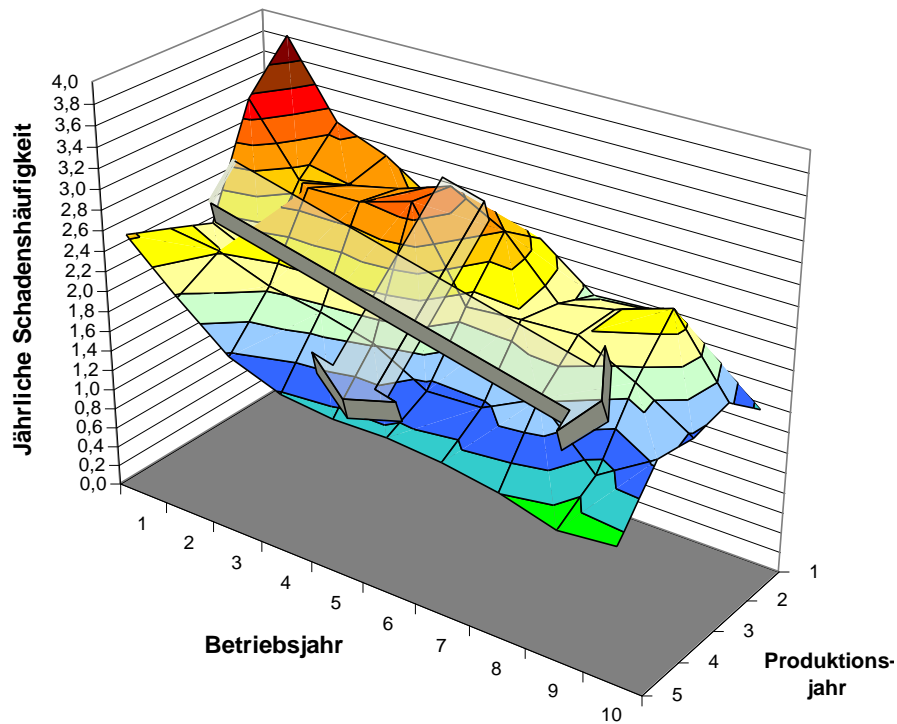


Abbildung 7: Fehlerhäufigkeit in Abhängigkeit vom Anlagenalter

Es wird deutlich, dass WEA aus dem ersten Produktionsjahr (erste serielle Produktion, nicht erster Prototyp) im ersten Betriebsjahr die höchste Ausfallrate aufweisen. WEA aus späteren Jahren der Herstellung konnten von den gewonnenen Erfahrungen früherer Produktionen profitieren. Mit zunehmender Erfahrung, sowohl in der Produktion als auch im Betrieb der Anlagen, wird die Fehlerquote verringert bzw. die Zuverlässigkeit erhöht.

Standortbedingungen

Neben dem Anlagenalter spielen die externen Betriebsbedingungen eine entscheidende Rolle bei der Zuverlässigkeitsbetrachtung. Für eine erste Darstellung dieses Einflusses soll hier die Abhängigkeit der Ausfallhäufigkeiten von unterschiedlichen Standortkategorien beschrieben werden.

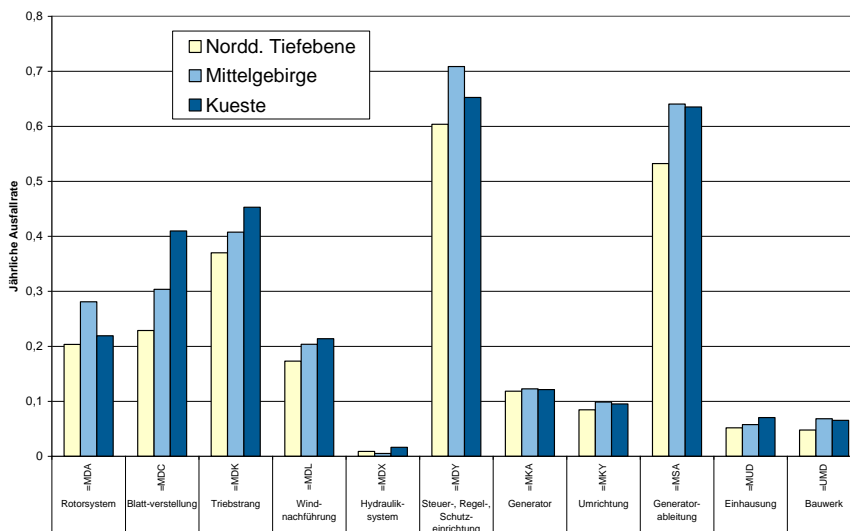


Abbildung 8: Ausfallhäufigkeiten der Standortkategorien für einzelne Baugruppen

Abbildung 8 zeigt eine Darstellung der Ausfallhäufigkeiten der Standortkategorien für einzelne Baugruppen (nach RDS-PP). Es ist zu erkennen, dass vor allem die WEA in der Nähe der Küste und im Mittelgebirge von hohen Ausfallraten betroffen sind. Dies lässt sich zum einen sicherlich durch die aufgrund von Windgeschwindigkeit und Turbulenz hervorgerufenen stärkeren Belastungen der Anlagen in diesen Regionen erklären. Zum anderen kann aber auch aufgrund der weiträumigen Verteilung der Anlagen, besonders im Mittelgebirge, der Instandhaltungsservice als entscheidender Einflussfaktor vermutet werden. Darüber hinaus lässt sich der Abbildung entnehmen, dass besonders die Bauteile des elektrischen Systems sowie der Regelung, aber auch des Rotorsystems gehäuft bei Anlagen im Mittelgebirge ausfallen, und dass die mechanischen Komponenten wie Blattverstellung, Triebstrang oder Windrichtungsnachführung eher bei WEA an der Küste betroffen sind. Diese Feststellungen allein lassen noch keine Rückschlüsse auf Verbesserungspotenziale zu, begründen aber die Notwendigkeit weiterer Analysen hinsichtlich der Störungsursachen, da diese von enormer Bedeutung für die einzelnen Komponentenausfälle sind.

Der größte Teil der gemeldeten Störungen ist auf defekte oder lockere Bauteile sowie auf Fehlfunktionen der Anlagenregelungen zurückzuführen. In weniger als einem Viertel aller Fälle wurden die Störungen durch äußere Einflüsse wie Sturm, Blitzschlag, Eisansatz und Netzausfall ausgelöst. Während die Störungsursache Netzausfall unabhängig von der Jahreszeit und dem Standort ist, zeigen die anderen externen Bedingungen jedoch neben einer saisonalen auch eine deutliche räumliche Abhängigkeit.

Vor allem in den höheren Lagen der Mittelgebirge, für die ohnehin ein Vielfaches an Vereisungsfällen gemeldet wird, können die Eisbildung fördernden Wetterbedingungen noch bis spät im Frühjahr eintreten. Für Mittelgebirgsstandorte ist auch für die Störungsursachen „Sturm“ und „Netzausfall“ ein erheblich höheres Risiko zu erkennen.

Mittlere Windgeschwindigkeit

Ein weiterer wichtiger Aspekt, welcher sich auch in den Ergebnissen der einzelnen Standortkategorien widerspiegelt, ist die Hauptbelastungsgröße - die Windgeschwindigkeit.

Eine Darstellung der an den WMEP-Messstandorten festgestellten Schadenshäufigkeit über der an den Tagen der Schadenseintritte gemessenen Windgeschwindigkeit zeigt zunächst, dass die Schäden mit ähnlichen Häufigkeiten eintreten wie die Windklassen. Die Verteilung kann mit einer Weibull-Verteilung angeglichen werden, wie sie ähnlich auch für die Darstellung der Windverhältnisse Verwendung findet. Der genauere Vergleich mit der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten aller WMEP-Messstandorte ergibt aber eindeutige Unterschiede. So treten unterhalb der Windgeschwindigkeiten von etwa 2 m/s (in 10 m Höhe) nur noch sehr wenige Störungen auf, während diese niedrigen Windgeschwindigkeiten anteilmäßig viel häufiger auftreten als hohe. Bei diesen niedrigen Windgeschwindigkeiten sind die meisten Anlagen nicht am Netz. Bei hohen Tagesmittelwerten der Windgeschwindigkeit (ab 9 m/s), welche anteilmäßig eher seltener gemessen werden, treten Schäden dagegen relativ häufiger auf.

In absoluten Zahlen gemessen treten also aufgrund der größeren Häufigkeit die meisten Schäden bei mittleren Windgeschwindigkeiten auf. Für die etwa 200 zunächst in die Analyse einbezogenen WEA an WMEP-Messstandorten zeigt sich eine deutliche Zunahme der relativen Schadenshäufigkeit bei höheren Windgeschwindigkeiten. Um die Basis dieser Auswertungen zu vergrößern, wurden die Schadensmeldungen aller WMEP-Anlagen in die Analyse einbezogen. Zur Bewertung wurde der am Tag des Schadenseintritts gemessene Tagesmittelwert aller WMEP-Messstationen herangezogen. Durch diese Mittelung ergibt sich zwar ein Ausgleich

bzw. ein Verschmieren vorhandener Trends, dennoch zeigt sich hier ein ähnlicher Zusammenhang wie für die Messstandorte allein.

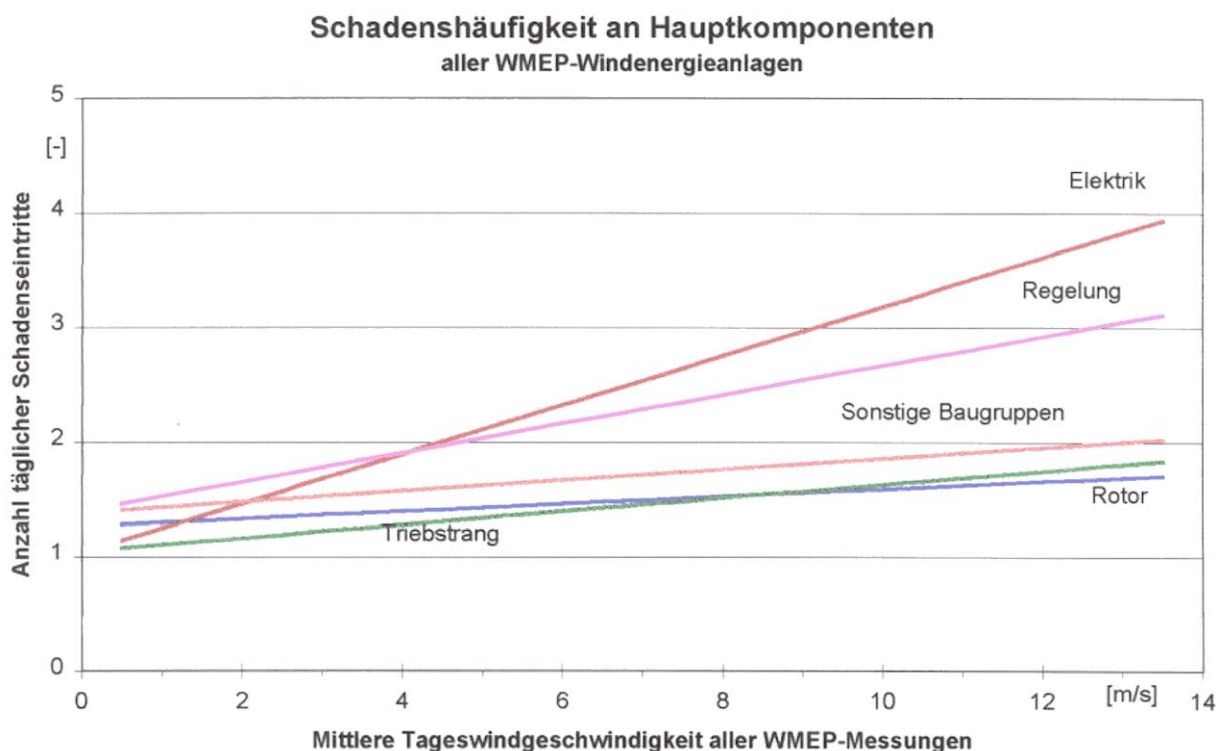


Abbildung 9: Abhängigkeit der Fehlerhäufigkeit von der Windgeschwindigkeit

Die stärkste Abhängigkeit der Schadenshäufigkeit von der Windgeschwindigkeit zeigen dabei die Komponenten der Elektrik. Während an diesen Bauteilen an Tagen mit mittlerer Windgeschwindigkeit (10 m Höhe) um 4 m/s etwa zwei Schäden am Tag eintreten, steigt diese Häufigkeit auf knapp vier Schäden täglich bei über 10 m/s mittlerer Tageswindgeschwindigkeit. Bei Tagesmittelwerten dieser Größenordnung, wiederum als Mittelung über alle Windmessungen des WMEP, kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der WEA einen sehr großen Teil des Tages mit Nennleistung gearbeitet hat. Seltene, aber lange Perioden unter Nennleistung führen offenbar bei einigen Komponenten der Elektrik zum Ausfall und zum Abschalten der WEA. Die Abhängigkeit der Schadenshäufigkeit von der Windgeschwindigkeit ist bei den anderen Hauptkomponenten grundsätzlich ebenfalls vorhanden, allerdings deutlich schwächer ausgeprägt. Dabei muss zunächst ungeklärt bleiben, inwieweit z.B. an diesen anderen Bauteilen Teilschädigungen eintreten, die zum Zeitpunkt der hohen Windgeschwindigkeiten noch nicht bemerkt werden.

Anlagengröße, Nennleistung

Die Abhängigkeit der Ausfallhäufigkeit von der Windgeschwindigkeit, welche für die elektrischen und elektronischen Komponenten am stärksten ausgeprägt ist, ist - wie nachfolgend gezeigt - besonders für Anlagen größerer Leistungsklassen von Bedeutung.

Größere Anlagen weisen zwar höhere jährliche Schadenshäufigkeiten auf als Anlagen kleinerer Leistungsklassen, haben aber eine vergleichbare bzw. nur geringfügig niedrigere technische Verfügbarkeit. Dies ist einerseits evtl. durch einen schnellen Service bedingt, andererseits ist aber auch die Frage, welche Komponenten besonders häufig betroffen sind und welche durchschnittlichen Ausfallzeiten mit diesen Ausfällen verbunden sind, von enormer Bedeutung für die

resultierende jährliche Ausfallzeit bzw. Nicht-Verfügbarkeit. Der Abbildung 10 lässt sich entnehmen, wie die Häufigkeit der betroffenen Komponenten mit der Anlagengröße variiert.

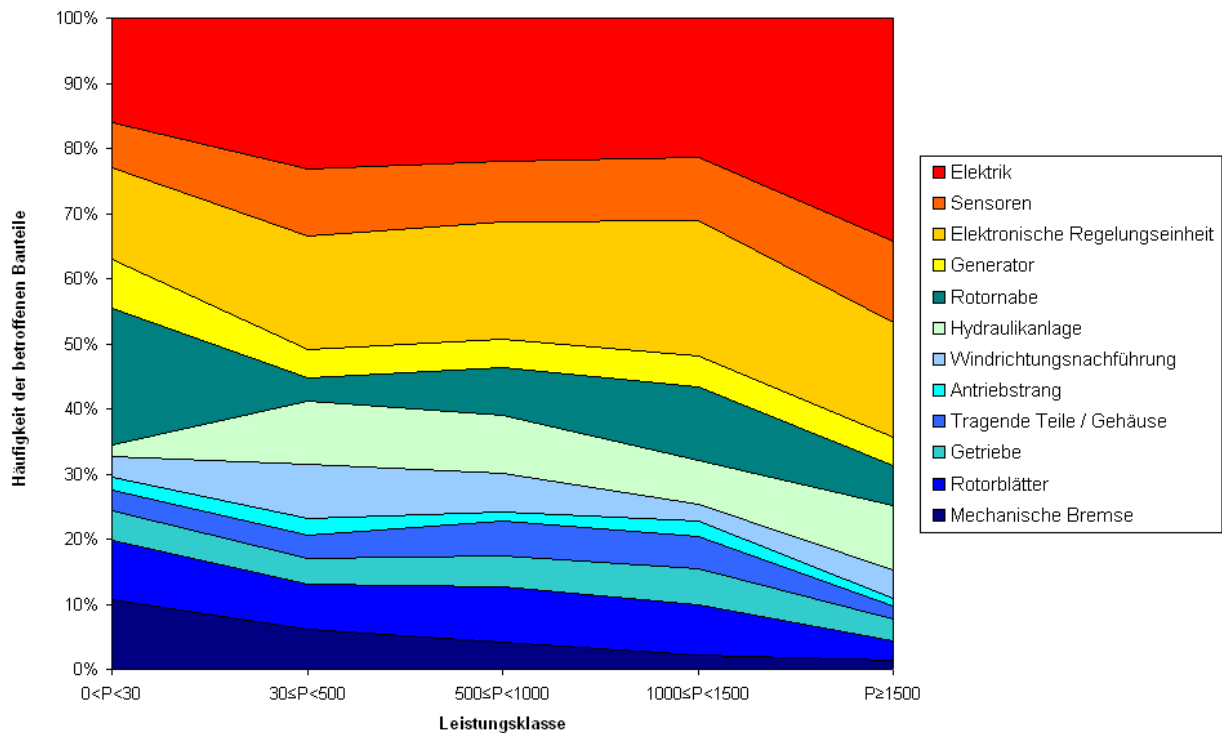


Abbildung 10: Von Ausfällen betroffene Bauteile in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Es ist zu erkennen, dass bei Anlagen großer Leistung die Bauteile der elektrischen Komponenten deutlich häufiger betroffen sind. Etwa drei Viertel aller Schäden fallen hier im Bereich von Elektrik, Generator, Regelungseinheit und Sensorik an.

Technisches Konzept

Aufgrund der Verteilung der Daten bleibt hierbei jedoch unklar, ob die Anlagengröße tatsächlich der ausschlaggebende Faktor für dieses Verhalten ist oder ob nicht eher die konstruktive Ausführung, also die Typgruppe oder das technische Konzept hierfür verantwortlich sind.

Um die Zuverlässigkeit der in Kapitel II.1.2 vorgestellten unterschiedlichen technischen Konzepte miteinander zu vergleichen, wurden zunächst die Ausfallhäufigkeiten für einzelne Typgruppen bestimmt. Die Zuverlässigkeitskennwerte des jeweiligen technischen Konzepts ergeben sich dann als Mittelwert der Ausfallhäufigkeiten aller Typgruppen desselben Konzepts. Dadurch wird sichergestellt, dass besondere Probleme eines speziellen, häufig vertretenen Anlagentyps das Gesamtergebnis für das jeweilige technische Konzept nicht überproportional beeinflussen. Um eine statistische Belastbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, sind nur Typgruppen in die Auswertung mit aufgenommen, für welche Erfahrungen von mindestens zehn individuellen Anlagen vorliegen.

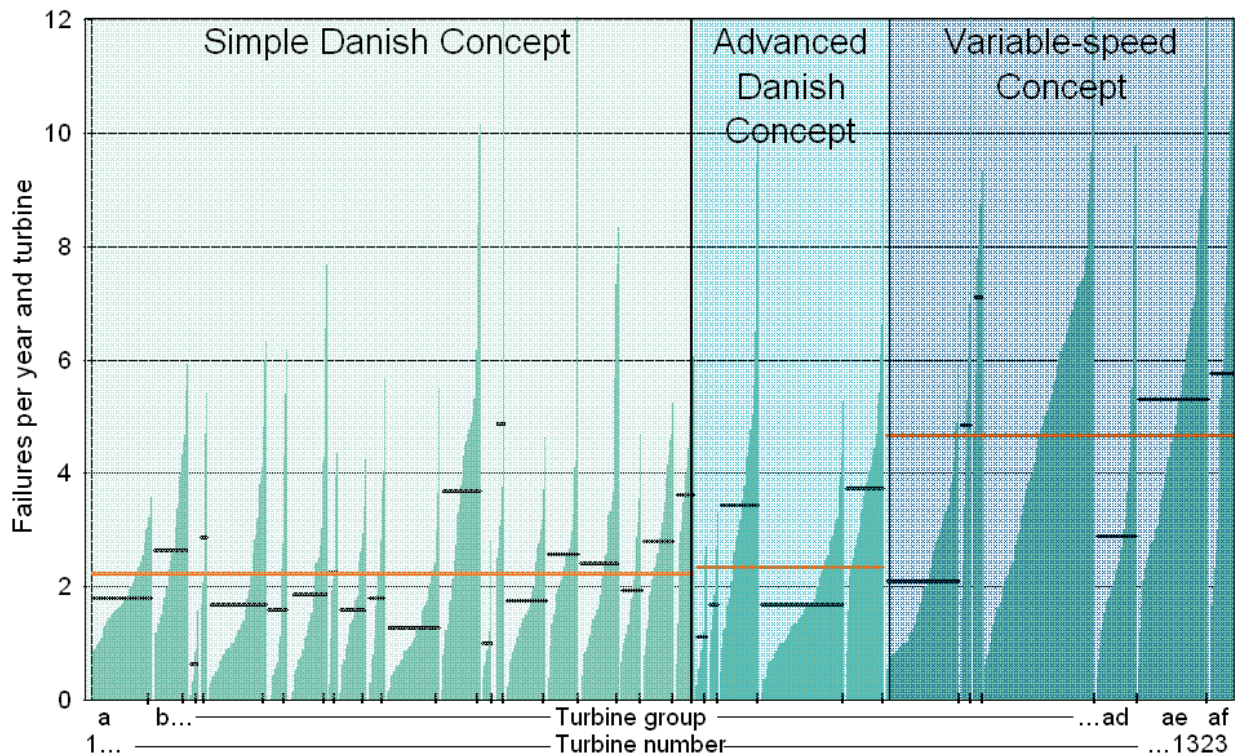


Abbildung 11: Ausfallhäufigkeiten einzelner Anlagen und Typgruppen

In Abbildung 11 ist die Ausfallhäufigkeit für einzelne Anlagen dargestellt. Die Anlagen sind hierbei in ihren Typgruppen zusammengestellt und darin wiederum so angeordnet, dass die Ausfallhäufigkeit innerhalb der Typgruppe von links nach rechts zunimmt. Darüber hinaus ist die Zuordnung zu den drei technischen Konzepten „Einfaches Dänisches Konzept“, „Erweitertes Dänisches Konzept“ und „Drehzahlvariables Konzept“ (aus Gründen des begrenzten Datenbestands und zur Wahrung der statistischen Belastbarkeit wurden die Konzepte „Standard variable Drehzahl“ und „Direktantrieb“ in ein übergeordnetes Konzept „Drehzahlvariabel“ einsortiert) zu erkennen. Die schwarzen waagrechten Linien zeigen die Mittelwerte der Ausfallhäufigkeiten für die einzelnen Typgruppen, aus welchen sich die Mittelwerte für die technischen Konzepte ergeben (orange Linien).

Die Ausfallhäufigkeit unterschiedlicher Baugruppen ist für die einzelnen technischen Konzepte in der Abbildung 12 dargestellt.

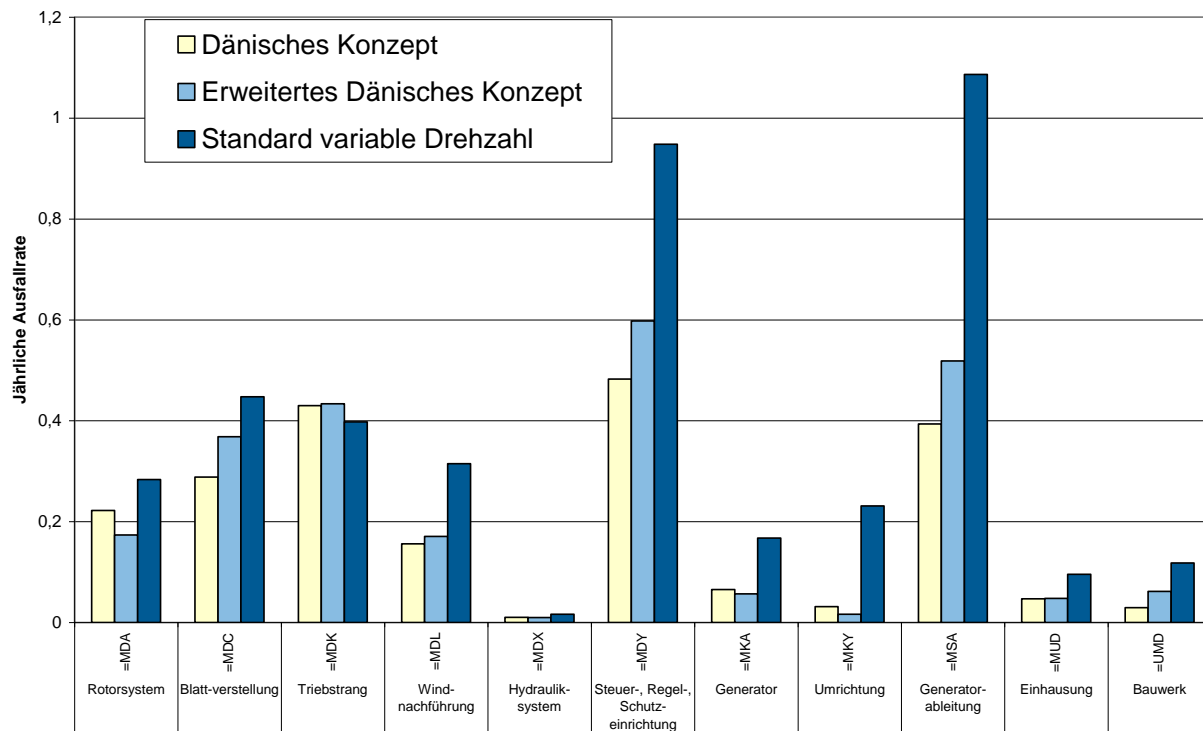


Abbildung 12: Ausfallhäufigkeiten der technischen Konzepte für einzelne Baugruppen

In den meisten Fällen kann ein Trend in Richtung höherer Ausfallraten mit zunehmender Komplexität des technischen Konzepts beobachtet werden. Bei fast allen Komponenten weisen die WEA des drehzahlvariablen Konzepts die höchsten Ausfallraten auf. Mit zunehmender Komplexität der Anlagen steigt somit zwar die Effizienz der Anlagen, nicht aber unbedingt auch die Zuverlässigkeit.

Die einzige fallende Tendenz, welche in der gezeigten Abbildung zu erkennen ist, kann für den Triebstrang beobachtet werden. Aufgrund von niedrigeren Belastungen durch diverse Regelungsmöglichkeiten zur Belastungsminderung und durch Unterstützung von elektronischen Bauteilen, ist z.B. die mechanische Bremse bei den stall-geregelten Anlagen noch am stärksten belastet, was sich auch in einer hohen Ausfallrate bemerkbar macht. Mit Einführung der Pitchregelung und später auch durch zusätzliche Schutzmaßnahmen wurde die Fehlerhäufigkeit dieses Bauteils kontinuierlich gesenkt. Auf der anderen Seite hat aber insbesondere der elektrische und elektronische Teil der WEA hinsichtlich der Fehlerhäufigkeit erhebliche Verschlechterungen im Laufe der technischen Evolution mitgemacht. Die Zuverlässigkeit dieser Komponenten soll daher im Folgenden noch detaillierter untersucht werden.

Zuverlässigkeit elektrischer Komponenten in WEA

Die elektrischen und elektronischen Bauteile und Komponenten weisen in der Regel eine hohe Fehlerhäufigkeit auf. Die mit den Fehlern verbundenen Ausfalldauern der Anlagen sind jedoch verhältnismäßig gering, da die Komponenten i. d. R. leicht zugänglich und austauschbar sind, also leicht instandsetzbar sind.

Mit der stetigen Entwicklung der Anlagentechnik wird bei dem Vergleich unterschiedlicher Konzepte deutlich, dass neue, moderne Anlagen nicht nur höhere jährliche Schadenshäufigkeiten als kleinere, ältere Anlagen aufweisen, sondern dass besonders der Anteil an Fehlern im elektrischen Teil der Anlagen zunimmt (Abbildung 13). Dadurch wird klar, dass Verbesserungen an Elektrik und Elektronik ein recht großes und realisierbares Verbesserungspotenzial aufzeigen.

Dies wird gerade im Zuge der Offshore-Windenergienutzung noch mehr an Bedeutung gewinnen.

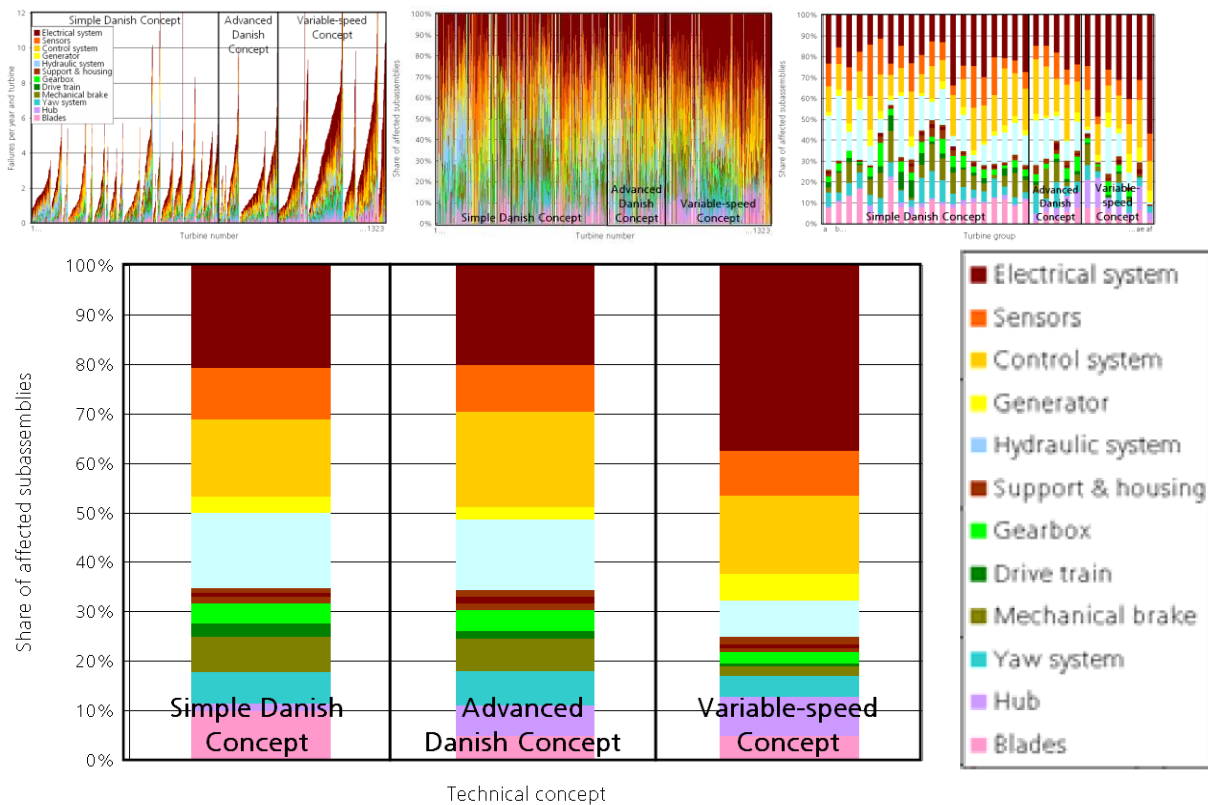


Abbildung 13: Von Schäden betroffene Komponenten

Um ein besseres Verständnis über das Ausfallverhalten der elektrischen Komponenten zu erhalten, können die wichtigsten Baugruppen, wie Elektrik, Regelung oder Sensoren, in Sub-Komponenten, wie Stromrichter, Sicherungen, Schalter, elektronische Regelungseinheit unterteilt werden. Abbildung 14 zeigt den Anteil der betroffenen Sub-Komponenten in der Baugruppe Elektrik.

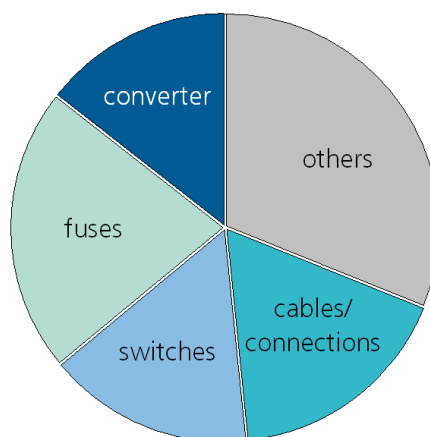


Abbildung 14: Von Schäden betroffene Komponenten der Baugruppe Elektrisches System

Es ist ersichtlich, dass der Anteil der betroffenen elektrischen Sub-Komponenten eine gleichmäßige Verteilung zeigt. Rund 14-31% der Ausfälle in der Elektrik beziehen sich auf eine der Sub-Komponenten (in absteigender Reihenfolge) Sicherungen, Leitungen/Anschlüsse, Schütze/Schalter und Stromrichter. Für fast ein Drittel aller Fehler in der elektrischen Anlage ist aber die betroffene Sub-Komponente nicht bekannt. Es gelingt auch nicht, einen bestimmten Parameter

mit besonders starkem Einfluss oder eine bestimmte elektrische Sub-Komponente als Schwachstelle zu identifizieren, da die Ausfälle breit gestreut sind.

Die sogenannte Fehler-Ursachen-Analyse zeigt auf, welche Ursache für den Ausfall der jeweiligen Komponente verantwortlich war. Zu den häufigsten Ursachen gehören neben dem Verschleiß, die externen Bedingungen oder Störungen der Anlagenregelung selbst (Abbildung 15).

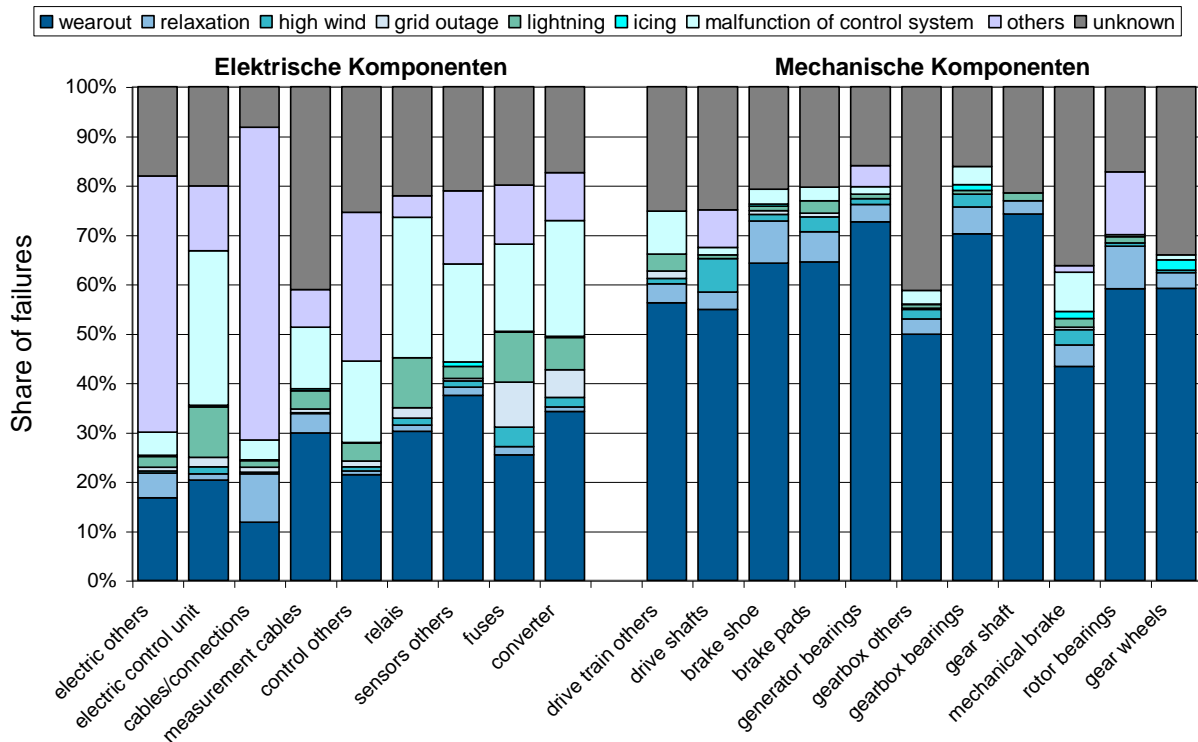


Abbildung 15: Ausfallursachen einzelner Komponenten

In der Abbildung sind die Bauteile des elektrischen Systems auf der linken Seite und die mechanischen Komponenten auf der rechten Seite dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die mechanischen Komponenten hauptsächlich aus Gründen eines unplanmäßigen Verschleißes ausfallen, während die elektrischen Komponenten viele verschiedene Fehlerursachen aufweisen. Somit besteht die Schwierigkeit bei elektrischen Komponenten, einen sich anbahnenden Fehler im Vorfeld zu detektieren und einen möglichen Ausfall zu prognostizieren. Fast ein Viertel der Fehlerursachen bei elektrischen Komponenten ist auf externe Bedingungen zurückzuführen.

Elektrische Komponenten fallen also oft spontan aufgrund vieler verschiedener Ursachen aus und sind daher durch eine Zustandserfassung schwer vorherzusagen. Demnach scheint es sinnvoll, einerseits Ausfällen bei elektrischen Komponenten durch zielgerichtete Design-Optimierungen oder speziellen Schutzmaßnahmen zuvorzukommen und andererseits auf Grundlage einer großen Informationsbasis statistisch belegbare Aussagen zur Ausfallwahrscheinlichkeit zu erlangen.

II.1.5 Besondere Herausforderungen Offshore

Aufgrund der höheren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf dem Meer sollte die Energieausbeute offshore deutlich höher ausfallen als an Land. Aufgrund der höheren dynamischen Beanspruchungen aus kombinierten Belastungen aus Anlagenbetrieb, Wind und Wellen muss jedoch das Design der Tragstrukturen und Anlagenkomponenten angepasst werden. Des Weiteren spielen umweltbedingte Faktoren wie Wasser, Salz, verstärkte UV-Einstrahlung und mee-

resbiologische Einflüsse eine wesentliche Rolle. Maßgeblich für die Entwicklung der Windenergienutzung auf hoher See sind angepasste Anlagen, intelligente Logistik- und Wartungskonzepte sowie eine nachhaltige Verknüpfung von maritimem Know-How mit der Windenergie-Technik.

Externe Bedingungen

Die externen Betriebsbedingungen haben offshore eine gegenüber den Bedingungen an Land erheblich größere Bedeutung. Sie wirken sich einerseits positiv auf die Erträge aus, andererseits wirken sie nachteilig auf die Belastungen der Anlagen. Zusätzlich verschlechtern sie aber auch die Instandhaltbarkeit erheblich.

WEA für den großtechnischen Offshore-Einsatz müssen sich daher in vielen technischen Details von Anlagen, die an Land eingesetzt werden, unterscheiden. Der erhöhten Anforderung an die Zuverlässigkeit der Offshore-WEA wird durch unterschiedliche Maßnahmen, wie z. B. redundante Hilfsaggregate und Sensoren, Rechnung getragen. Die wichtigsten Herausforderungen werden im Folgenden kurz dargestellt.

Die hohe Salinität (Salzgehalt) von Luft und Wasser stellt aus mehreren Gründen eine Herausforderung an die technische Konzeption der Offshore-WEA dar: Die Außenwände von Turm, Gondel und Rotorblättern müssen mit speziellen Beschichtungssystemen versehen werden, um Korrosion bzw. Verschleiß zu minimieren. Die hohe Luftfeuchtigkeit in Verbindung mit dem hohen Salzgehalt stellt außerdem für die elektrischen Kontakte eine enorme Korrosionsgefährdung dar. Aber auch die mechanischen Komponenten würden hierdurch einem erhöhten Verschleiß unterliegen, sodass eine hermetische Kapselung von Turm und Gondel für den zuverlässigen Betrieb auf See ratsam ist. Eine Klimaanlage scheidet daher Salz- und Wasserpartikel vor dem Eintritt in die Gondel ab. Zusätzlich gibt es technische Lösungen, um im Inneren der Offshore-WEA Überdruck zu generieren, der das Eindringen der Außenluft an anderen Stellen verhindert.

Durch das Zusammenspiel von Wind und Wellen wirken auf Offshore-WEA größere Kräfte als auf Anlagen an Land, sodass diese insgesamt robuster konzipiert werden. Außerdem unterscheiden sich die Offshore-WEA auch aufgrund ihrer Auslegung für die beschriebenen Unterschiede im Windenergieangebot.

In den vorangegangenen Analysen wurde der Einfluss der externen Bedingungen auf die Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen exemplarisch an einer Betrachtung des Einflussfaktors Windgeschwindigkeit näher betrachtet. Nachdem dargestellt wurde, wie sich höhere Windgeschwindigkeiten auf die Ausfallhäufigkeit einzelner Komponenten auswirken, soll nun gezeigt werden, welche Windgeschwindigkeiten Offshore zu erwarten sind.

Die Windbedingungen sind onshore wie offshore von Jahr zu Jahr unterschiedlich. Im Vergleich zu den vorangegangenen vier Windjahren (2004–2007) war das Windjahr 2008 am Nordsee-Standort der Forschungsplattform FINO 1 etwas stärker. In 100 m Höhe lag die mittlere Windgeschwindigkeit mit 10,4 m/s etwa 4 % höher als der Mittelwert der vorangegangenen Jahre mit 10,0 m/s. Wie an Land ist auch offshore die Windgeschwindigkeit im Winter höher als im Sommer. Der Vergleich der Jahresverläufe zeigt, dass am Jahresanfang und in den Sommermonaten Juni bis August 2008 die Windgeschwindigkeiten oberhalb der vorangegangenen Jahre lagen. Der Dezember 2008 war hingegen ein unterdurchschnittlicher Monat. Die tageszeitliche Charakteristik zeigt bei FINO 1 den für Offshore-Standorte typischen Verlauf mit tagsüber etwas niedrigeren Windgeschwindigkeiten. Im insgesamt etwas stärkeren Windjahr 2008, trat auch dieser Tagesgang etwas stärker in Erscheinung.

In Abbildung 16 sind die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten von den beiden Messstationen FINO 1 und FINO 2 für das Jahr 2008 vergleichend dargestellt. Dabei sind nur die 10-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit berücksichtigt, bei denen von den Top-Anemometern beider Stationen (FINO 1: 100 m, FINO 2: 102 m Höhe) Daten verfügbar sind (insgesamt etwa 86 % Datenverfügbarkeit).

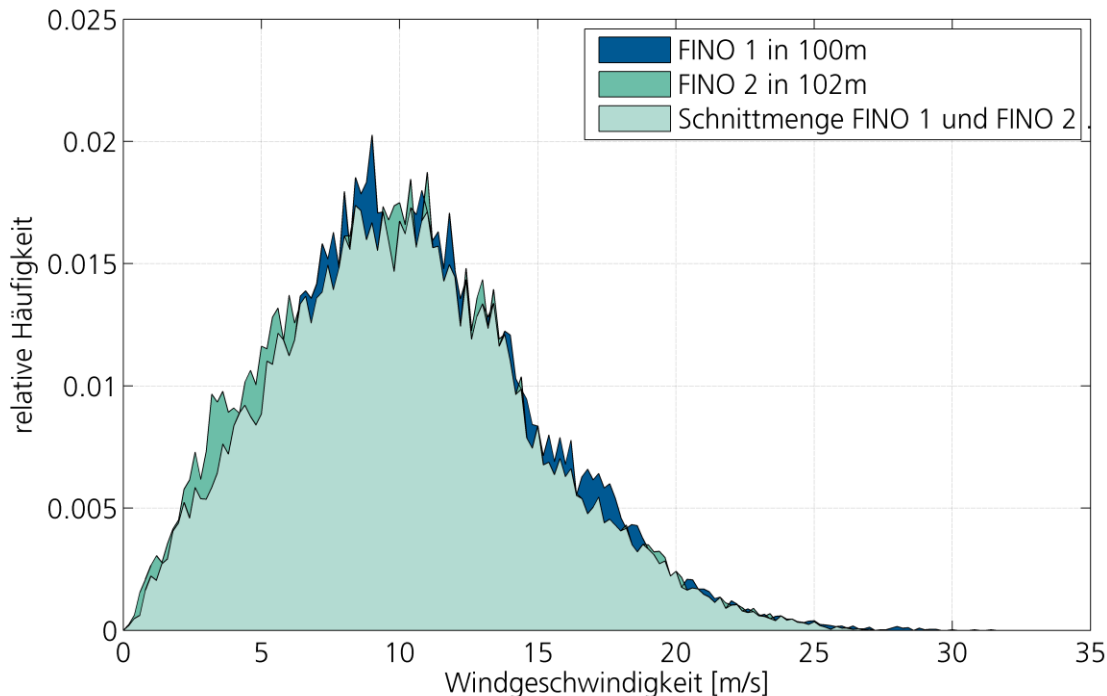


Abbildung 16: Verteilung der Windgeschwindigkeiten Offshore

Es fällt auf, dass bei FINO 1 Windgeschwindigkeiten zwischen 15 und 20 m/s häufiger auftreten, bei FINO 2 dagegen die Windgeschwindigkeiten zwischen 3 und 8 m/s. Der Mittelwert der Windgeschwindigkeit lag 2008 bei FINO 1 dementsprechend mit 10,5 m/s auch merklich höher als bei FINO 2 (10,1 m/s). Noch deutlicher ist der Unterschied bei den Maximalwerten der Zehnminutenmittelwerte. Hier liegt FINO 1 mit 31,5 m/s um 4,5 m/s höher als FINO 2 (27,0 m/s). Die vorherrschenden Windrichtungen sind an beiden Messstationen recht ähnlich. Am häufigsten sind die Winde aus westlichen bis südwestlichen Richtungen.

Zugänglichkeit

Die Zugänglichkeit einer Windenergieanlage ist ein wesentlicher Aspekt, der die Verfügbarkeit und damit Ertragsverluste beeinflusst. Bei Onshore-WEA in Deutschland ist die Zugänglichkeit in der Regel gegeben. Ausnahmen können höchstens sehr starke Winde, Gewitter oder Schnee darstellen. Dagegen nimmt die tatsächliche Verfügbarkeit von Offshore-WEA durch den Faktor Zugänglichkeit gegenüber der Onshore-WEA deutlich ab. Für die Arbeiten wird außerdem spezielles Equipment benötigt. Größere Reparaturen (Austausch des Getriebes, Rotorblatt, etc.) erfordern beispielsweise große Schwimmkräne, deren Einsatz nur bei gemäßigttem Wetter möglich ist. Wenn einmal vom Zugang per Hubschrauber abgesehen wird, bestimmt im Wesentlichen die Wellenhöhe und damit indirekt die Windgeschwindigkeit die Zugänglichkeit eines Offshore-Standorts. Meistens werden Wettersituationen mit einer signifikanten Wellenhöhe von mehr als 1,5 m als „Weather Days“ bezeichnet, da die Anlage nicht mehr gefahrlos erreicht werden kann. Die durchschnittliche Anzahl dieser Tage ist für verschiedene Offshore-Windparks in Abbildung 17 dargestellt.

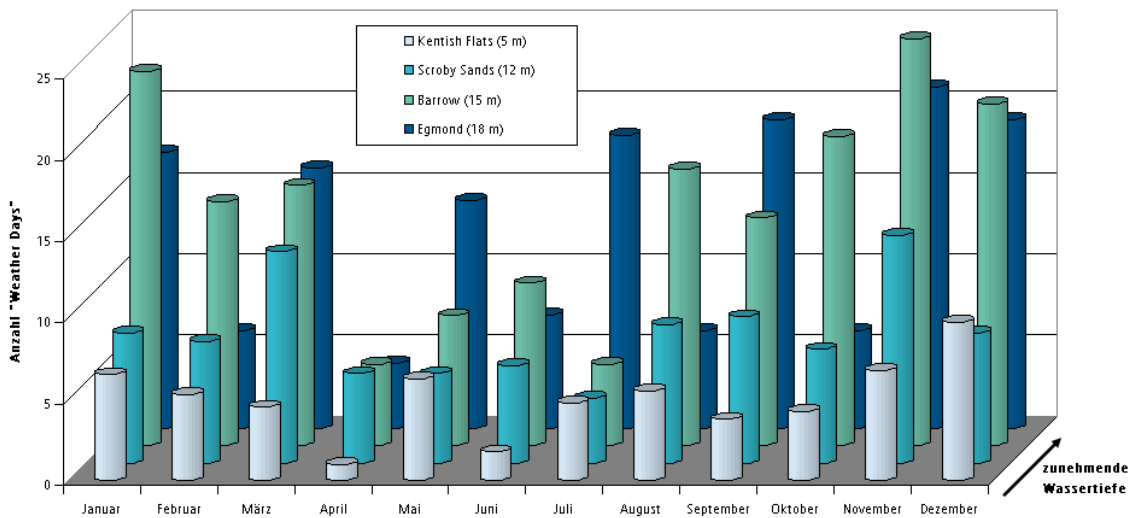


Abbildung 17: Erreichbarkeit einiger Offshore-Windparks

Aufgrund des Problems der begrenzten Zugänglichkeit müssen zum einen die bestehenden Zugangssysteme und zum anderen die zum Einsatz kommenden Instandhaltungsstrategien für einen effizienten Einsatz der Offshore-Windenergie optimiert werden.

Häufige, regelmäßige Wartungsintervalle – an Land sind z. B. Halbjahresintervalle üblich – stellen somit auf See einen erhöhten Kostenfaktor dar und werden zwecks Kostenreduktion auf See verlängert. Hierfür werden beispielsweise Filteranlagen neu dimensioniert, aber auch Schmier- und Hydrauliksysteme wartungsärmer ausgelegt. Aufgrund der hohen Mobilisierungskosten für schweres Gerät im Falle eines Großkomponentenwechsels gibt es Bemühungen der Offshore-WEA-Hersteller, beispielsweise das Getriebe in der Gondel zumindest partiell zerlegen zu können, um die Einzelteile anschließend mit dem verhältnismäßig kleinen Service-Kran hinab zu lassen. So könnte in einigen Fällen auf schweres Gerät verzichtet werden. Aus Gründen der Personensicherheit sind auf Offshore-WEA Abwinch-Plattformen notwendig, die eine bestimmte Baugröße und Statik der Gondelverkleidung voraussetzen. Dieser Raumgewinn ermöglicht wiederum Reparaturen im Inneren der Gondel, die in Onshore-WEA nicht möglich wären. Für den Fall, dass Offshore-WEA über einen gewissen Zeitraum vom Netz getrennt werden, besitzen diese ein autarkes Notprogramm, das weit über die „Notaus-Funktion“ von Onshore-WEA hinausgeht. Dieses hält auf der einen Seite die Seebeleuchtungsanlage aufrecht, sodass die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs nicht gefährdet wird und gewährleistet auf der anderen Seite, dass Belüftungs- und Klimatisierungssysteme in Betrieb bleiben und sich die Anlage ordnungsgemäß aus dem Wind dreht.

Vorhandensein von Schlüsselgeräten für Großkomponententausch

Einige Komponenten von Multi-Megawatt Anlagen können aufgrund ihrer Größe und ihrer Masse nur bedingt auf der WEA in stand gesetzt werden. Hierzu gehören u. a. der Rotor, der aus den drei Rotorblättern und der Rotornabe besteht, das Getriebe und der Generator, die im Folgenden als Großkomponenten bezeichnet werden. In der Betriebsphase von Offshore-Windparks werden Großkomponentenwechsel eine der zentralen Herausforderungen für den ökonomischen Erfolg der Windparks darstellen. Bei dem Tausch dieser Großkomponenten werden so genannte Jack-up Plattformen und / oder Schwimmkräne benötigt, die in Bezug auf

die meteorologischen Bedingungen gewissen Restriktionen unterliegen. Service-Einsätze mit schwerem Gerät können nur bis zu bestimmten signifikanten Wellenhöhen und nur bis zu bestimmten Windstärken durchgeführt werden. In den windstarken Wintermonaten sind diese Bedingungen meist nicht erfüllt und lassen somit auch keine Großkomponentenwechsel zu.

Jack-up Plattformen und Schwimmkräne unterliegen aufgrund ihrer jeweiligen Bauart aber weiteren Restriktionen in Bezug auf die Wassertiefe des Einsatzortes. Hierbei ist nicht nur die Wassertiefe des Offshore Windparks sondern auch die Wassertiefe im Verladehafen zu berücksichtigen. Speziell Jack-up Plattformen, die auch bei leichtem Seegang ein sicheres Arbeiten ermöglichen, sind bei ihrem Einsatz durch eine minimale und eine maximale Wassertiefe beschränkt. Weitere technische Anforderungen an das für einen Großkomponentenwechsel benötigte Schlüsselgerät sind die Hubhöhe und die maximale Hebelast bei einer bestimmten Auslage.

Da fast alle Jack-up Plattformen und Schwimmkräne für andere Branchen und Einsatzgebiete konzipiert wurden, erfüllt nur ein Bruchteil die genannten Randbedingungen. Das typische Einsatzprofil aus anderen Offshore-Branchen dieser Schlüsselgeräte lässt meist eine langfristige Planung zu und typische Aufträge haben eine Dauer von mehreren Wochen bis Monaten. Dies liegt auch im Interesse der Betreiber / Eigentümer solcher Schlüsselgeräte. Die Investitionskosten für solch schweres Gerät liegen im oberen zweistelligen Millionenbereich und um deren Finanzierung zu gewährleisten, sind gut planbare Einsätze über längere Zeiträume natürlich von Vorteil. Einsätze für Großkomponentenwechsel von Offshore-WEA werden diese Kriterien nicht erfüllen.

Aus diesen Überlegungen ist abzuleiten, dass die zukünftige Verfügbarkeit von Schlüsselgerät schwer abzuschätzen ist, aber es kann davon ausgegangen werden, dass sie nicht permanent gegeben sein wird. Die Wartezeiten für schweres Gerät in Verbindung mit den meteorologischen Randbedingungen können somit zu hohen Ausfallzeiten von Offshore-WEA führen, wenn Großkomponentenwechsel nicht frühzeitig geplant werden.

II.2 Teilprojekt IZP: Wissensmanagement und Instandhaltungsoptimierung als methodische Basis für die Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen

II.2.1 Informationsmanagement

Aufgabenstellung

Wesentliche Schwerpunkte der in enger Zusammenarbeit mit IWES durchgeführten Projektarbeiten waren:

- Standardisierte Datenstrukturierung und Informationserfassung
- Erschließung und Zusammenführung verschiedener Datenquellen
- Definition von Anforderungen an die Datenqualität
- Systematische Fehleranalyse unter Verwendung der FMEA-Methodik
- Anpassung vorhandener Analysewerkzeuge an die Erfordernisse der Windenergieerzeugung.
- Schaffung spezieller Auswertungstools zur systematischen Analyse des Zuverlässigkeits- und Kostenverhaltens der WEA
- Konzipierung einer Wissensdatenbank als Basis für den unternehmensübergreifenden Wissenstransfer
- Durchführung von ausgewählten Beispielanalysen
- Entwicklung von Konzepten, Methoden und Demonstrationswerkzeugen zur zuverlässigkeitsorientierten Optimierung der Betriebs- und Instandhaltungsprozesse

Für diesen Projektteil wird beschrieben, wie zuverlässigkeitsrelevante Daten aus verschiedenen Quellen in einheitliche Strukturen zusammengeführt und auf dieser Basis gezielt aufbereitet werden können. Flexible Software-Tools unterstützen die Vorgänge, bieten die Möglichkeit für vergleichende Analysen und die systematische Speicherung der Ergebnisse in einer Bibliothek.

Ist-Stand des Informationsmanagements in der Windbranche

Um sich einen möglichst breiten Überblick zum Ist-Stand der Informationsverarbeitung in der Windbranche zu verschaffen, wurden das Informationsmanagement und die vorhandenen Softwarelösungen verschiedener Windparkbetreiber untersucht. Haupteckkenntnisse dieser Analysen waren:

- Es gibt keine einheitlichen Informationsstrukturen, über die eine unternehmensübergreifende Analyse möglich ist.
- Es fehlen oft technische Systemstrukturen und Ereignisklassifikationen. Ereignisse werden überwiegend nur verbal beschrieben und sind so nicht automatisiert auswertbar.
- Vorhandene Kataloge zur Datenklassifikation sind oft gewachsen und mit Redundanzen behaftet. Außerdem werden Fehlerursachen, Fehlerfolgen und technische Strukturen teilweise vermischt.
- Die Lebensläufe der Anlagen sind teilweise unvollständig. Tätigkeiten durch Anlagenhersteller und Serviceunternehmen sind nur sehr lückenhaft dokumentiert.
- Technische Ereignisse und daraus folgende Kosten werden meist in getrennten Softwaresystemen gepflegt und lassen sich daher nur schwer verknüpfen.
- Vielfältige Insellösungen verhindern eine ganzheitliche Prozessbetrachtung.
- Software-Systeme werden oft nur zur Dokumentation der Aktivitäten gegenüber den Anlageneignern genutzt.

Die nachfolgenden Auszüge aus Datenbeständen verschiedener Betriebsführungsunternehmen sind Beleg für die beschriebene Problematik.

- ID Fehlerursache
- 1865 4900 -> Leckagekontrolle Hauptwelle
- 1869 Systemcheck
- 297 Gutachten ausgewertet (Zusammenfassung)
- 298 hohe Windgeschw.
- 299 Windscherung (317)
- 300 Ambient >30°C
- 301 Wartung
- 302 Restarbeiten von letzter Wartung
- 303 Wtg. Kran/Aufzug/Gurte
- 304 Getriebeölwechsel
- 305 Hydraulikölwechsel
- 306 Leckagekontrolle allgemein
- 307 Upgrade allgemein
- 308 Upgrade Steuerung
- 309 Upgrade Hydraulik
- 310 Upgrade Pitch
- 311 Upgrade Getriebe
- 312 Upgrade Generator
- 313 Upgrade Rotor
- 314 Upgrade Drehsystem
- 1754 1000 -> Gruppe Steuerung/ Schaltschränke

Abbildung 18: Auszug aus Fehlerursachenkatalog eines Betriebsführers

Azmut Bremse Bremsbelag
Azmut Bremse Bremsbelag ""
Azmut Bremse Bremsbelag "Störung Azmut Speed"
Azmut Bremse Bremsbelag "Störung Systemtest 1"
Azmut Bremse Bremsbelag Anlage gestoppt/Steuerschrank
Azmut Bremse Bremsbelag Anlagentuer geschlossen
Azmut Bremse Bremsbelag Auslösung Sicherheitskette
Azmut Bremse Bremsbelag Azmut Näherungsschalter 0° defekt
Azmut Bremse Bremsbelag Azmutbremse Fehlerstrom
Azmut Bremse Bremsbelag Azmutbremse Keine Bremsspannung
Azmut Bremse Bremsbelag Azmutbremse Überstrom (Software)
Azmut Bremse Bremsbelag Azmutdruck zu niedrig (H)
Azmut Bremse Bremsbelag Azmutfehler
Azmut Bremse Bremsbelag Azmutsensor defekt
Azmut Bremse Bremsbelag Bremsbelag Stop
Azmut Bremse Bremsbelag Bremsbelag Warnung
Azmut Bremse Bremsbelag Bremsbelag Azmut Stop
Azmut Bremse Bremsbelag Bremsbelag Sekundärbremse verschlissen
Azmut Bremse Bremsbelag Bremse erneuern
Azmut Bremse Bremsbelag Bremse nicht frei Sekundärbremse
Azmut Bremse Bremsbelag Bremse nicht offen analog
Azmut Bremse Bremsbelag Bremse Rückmeldung B

Abbildung 19: Auszug aus WEA-Strukturierung eines Betriebsführers

Die genannten Probleme sind natürlich meistens bekannt und es laufen auch zahlreiche Aktivitäten um Abhilfe zu schaffen. Trotzdem sind die Möglichkeiten des einzelnen Unternehmens Standards zu setzen sehr begrenzt. Deshalb wurde im Rahmen des EVW-Projektes und in enger Kooperation mit den führenden Branchenverbänden (VGB, FGW u.a.) versucht, einheitliche Datenstrukturen zu schaffen und durchgängige Anforderungen an die Informationsverarbeitung zu definieren.

Entwicklung eines einheitlichen Datenbankmodells und standardisierter Systemstrukturen und Datenklassifikationen

Ein wesentliches Ergebnis des Projektes ist die Schaffung eines branchenweit nutzbaren logischen Datenbankmodells. In diesem Datenbankmodell wurde versucht, die Datenanforderungen aller an der Windenergieerzeugung beteiligten Seiten zu berücksichtigen. Außerdem wurden auch verschiedene Gesichtspunkte aus dem Bereich erneuerbare Energien allgemein in die Datenstrukturierung einbezogen. Auch die speziellen Erfordernisse des Offshore-Einsatzes wurden weitestgehend beachtet. Ausgangspunkt für die Datenmodellierung waren alle zuverlässigkeitsrelevanten Informationen, die für die Implementierung optimierter Betriebs- und Instandhaltungsstrategien benötigt werden.

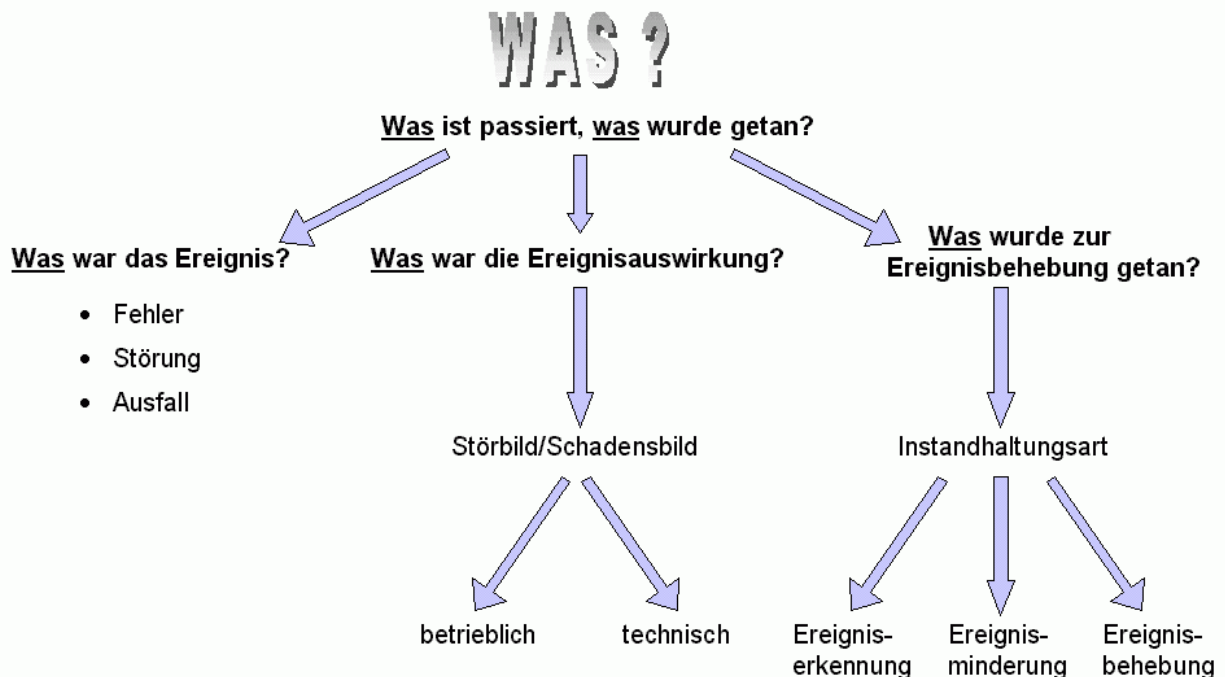


Abbildung 20: Auszug aus den erforderlichen zuverlässigkeitsrelevanten Informationen

Die prinzipielle Beschreibung der Datenstruktur sowie der Ereignisklassifikation erfolgt im IWES-Ergebnisteil. Deshalb sollen an dieser Stelle nur die Methodik zur Datenbankerstellung und einige ausgewählte Beispiele der konkreten Lösung gezeigt werden. Zur Datenmodellierung wurde ein spezielles Software-Tool (Freeware DB-Designer) verwendet, welches die anwenderfreundliche Entwicklung und Pflege eines logischen Datenbankmodells ermöglicht. Aus der allgemeinen, vom Datenformat unabhängigen Struktur können mit dem Programm beliebige physische Datenbankformate (ORACLE, MS-ACCESS, MS-SQL-Server, MySQL, ...) erzeugt werden. Als Demonstrationsmuster wurde für das EVW-Projekt zunächst eine MS-ACCESS-Datenbank erzeugt, die dann von IWES in eine ORACLE-Datenbank und von der IZP Dresden in eine MS-SQL-Serverdatenbank übertragen wurde.

Das Datenmodell ist als ganzheitliche Empfehlung für Unternehmen anzusehen, die ein neues Informationsmanagementsystem entwickeln wollen. Es kann aber auch in Bestandteilen als Ergänzung zu bestehenden Lösungen genutzt werden. Zugleich bilden die Strukturen die Basis für die zentrale EVW-Datenbank in der unternehmensübergreifend Daten zu Betrieb und Instandhaltung von WEA unter unterschiedlichen Nutzungsbedingungen erfasst werden sollen.

Neben dem Datenmodell wurden gemeinsam mit IWES auch verschiedene allgemeine Kataloge zur Datenklassifikation und eine anlagentypübergreifende RDS-PP-Systematik zur einheitlichen Anlagenstrukturierung geschaffen. Zur einheitlichen Beschreibung aller Ereignisdaten wurde ein spezielles Ereignis-Merkmal-Schlüsselsystem konzipiert, welches sich noch in der Diskussion befindet. Dieses lehnt sich an das vom VGB für konventionelle Kraftwerke geschaffene EMS-System (VGB PowerTech Richtlinie VGB-B 109) an und ermöglicht eine einheitliche Spezifizierung von Ereignissen an WEA. Das VGB-System besteht insgesamt aus 12 Schlüsselkategorien mit entsprechenden Gruppen und Merkmalen. Insgesamt beinhaltet das VGB-System 530 verschiedene Einträge.

Im Projekt wurden umfangreiche Expertenabstimmungen zu den für die Ereignisbeschreibung notwendigen Klassifikationen durchgeführt. Dabei wurde untersucht, welche Angaben aus Sicht des Betriebsführers oder aus Sicht von Zuverlässigkeitsanalysen unabdingbar sind. In der Praxis wird es kaum möglich und notwendig sein, alle Merkmale des EMS zu erfassen. Einige Merkmale können auch automatisiert an Hand der verfügbaren Anlagendaten zugewiesen werden. Die durchgängigen Klassifikations- und Strukturierungsmerkmale sind eine wichtige Voraussetzung für die Zusammenführung verschiedener Datenquellen sowie deren vergleichende Betrachtung.

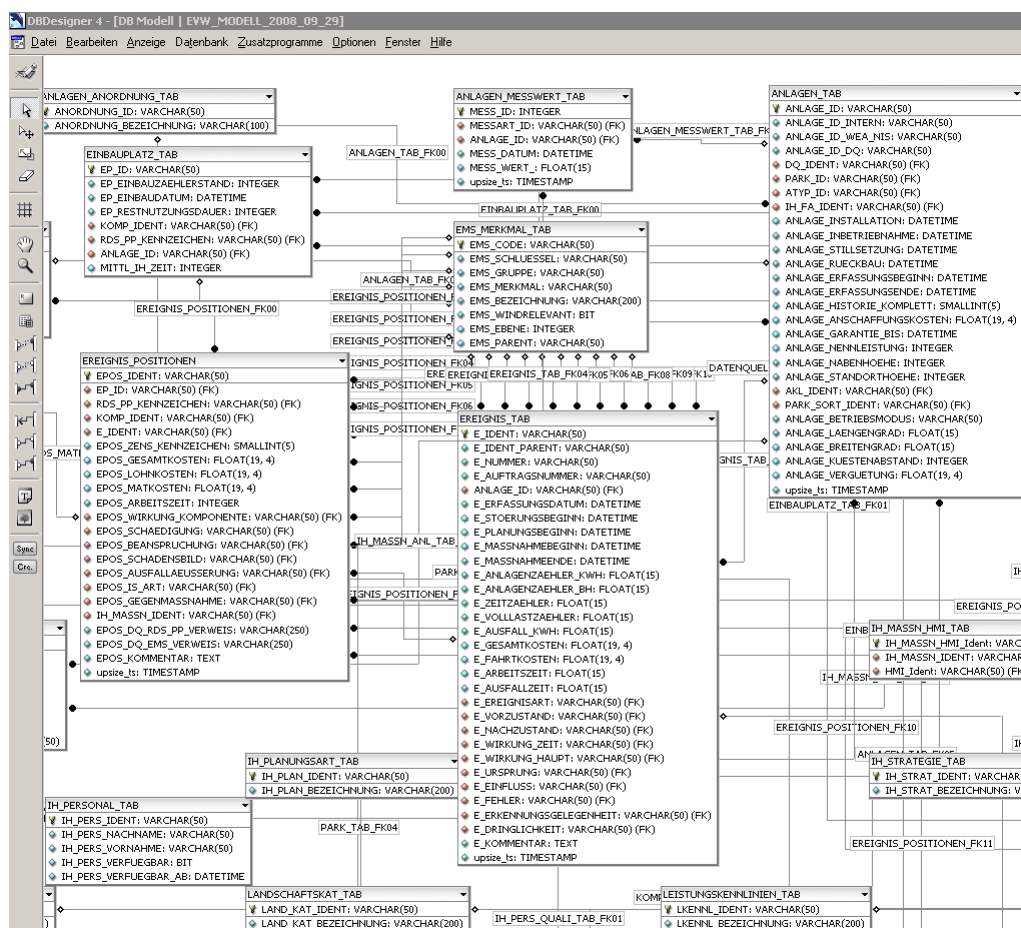


Abbildung 21: Auszug aus dem logischen EVW-Datenbankmodell

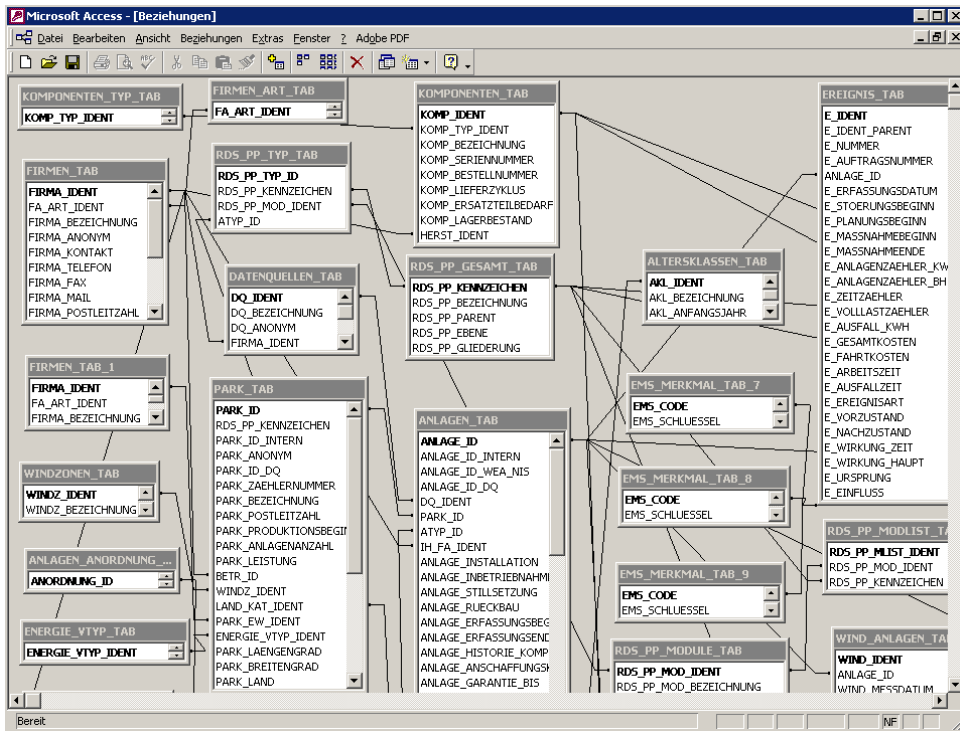


Abbildung 22: Umsetzung des EVW-Datenmodells als MS-ACCESS-Datenbank

Zum Test der entwickelten Standards und zur praxisbezogenen Demonstration der Lösungsansätze wurde ein spezieller Software-Prototyp für das Informationsmanagement geschaffen.

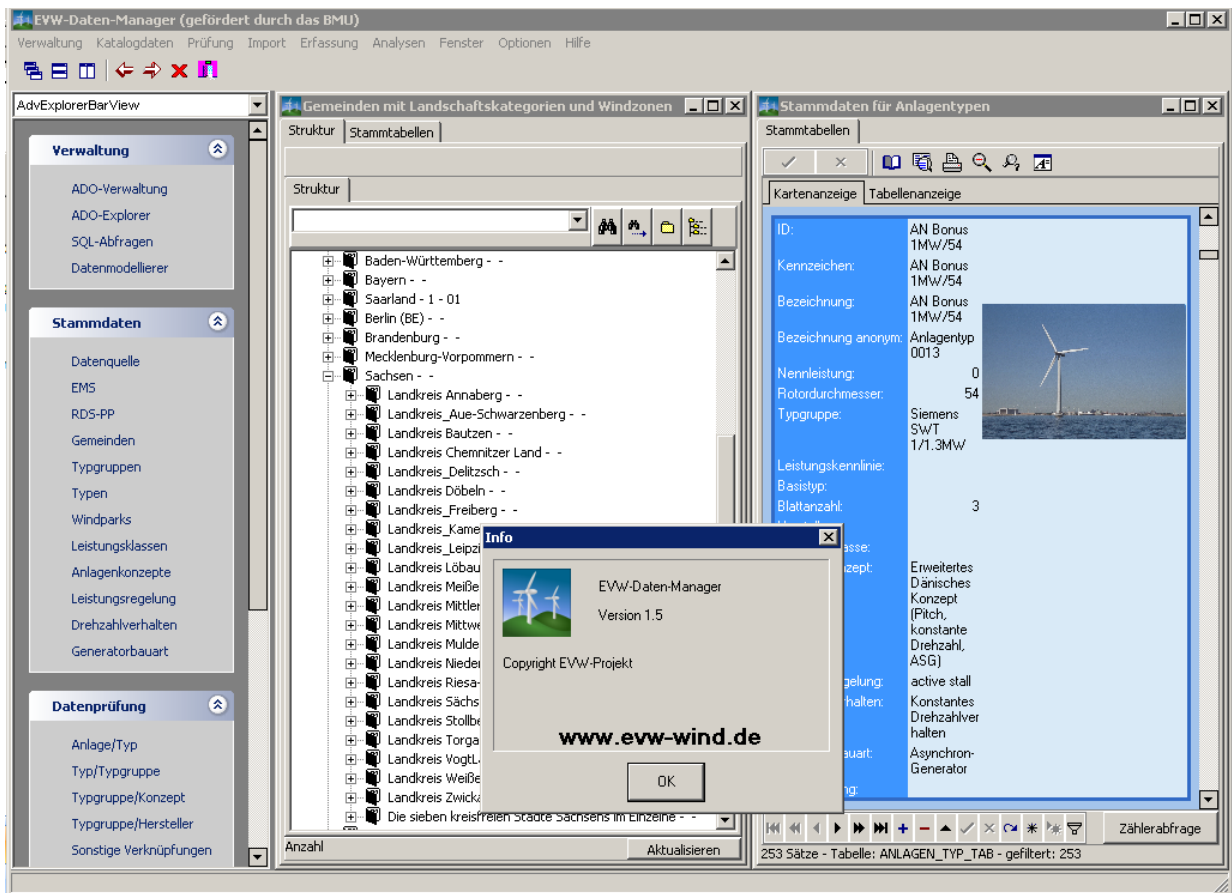


Abbildung 23: EVW-Datenmanager

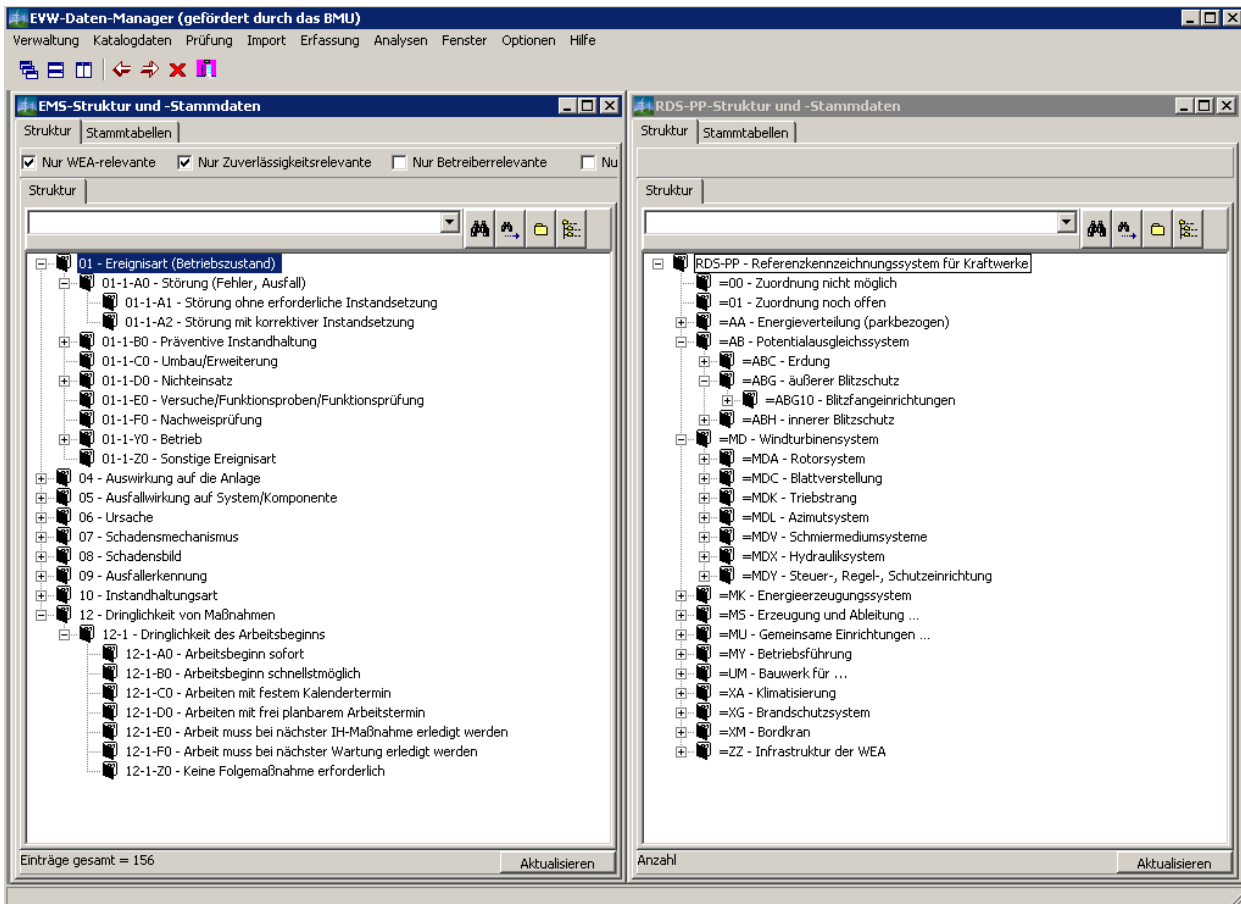


Abbildung 24: RDS-PP und EMS-Strukturbaum im EVW-Datenmanager

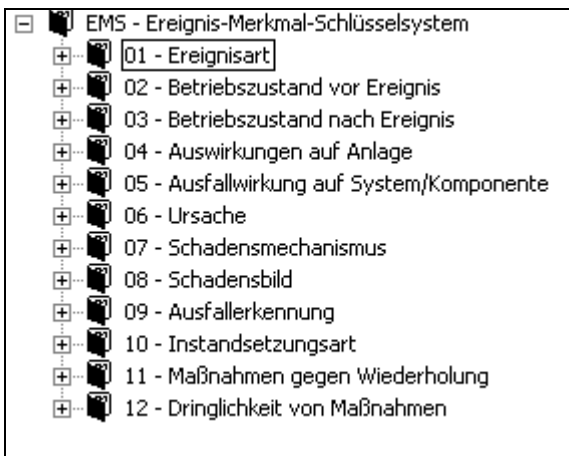


Abbildung 25: Standardschlüssel des VGB-EMS

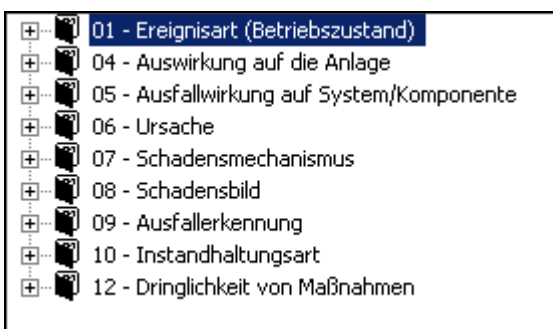


Abbildung 26: Zuverlässigkeitsrelevante EMS-Schlüssel

Zusammenführung verschiedener Datenquellen

Eine besondere Herausforderung im Projekt war die Zusammenführung verschiedener Datenquellen in einer einheitlichen Gesamtdatenbank. Basis für die EVW-Datenbank bildeten die bereits beschriebenen Datenstrukturen und Klassifikationsmerkmale. Bevor die Datenübernahme aus einer spezifischen Datenquelle erfolgen kann, sind je nach verfügbaren Informationen folgende Arbeitsschritte notwendig:

- Bewertung der Datenqualität
- Zuordnung der Anlagen zu Typen
- Zuordnung der Anlagen zu Parks (Windzonen, Landschaftskategorien)
- Zuordnung Ereignisse zu RDS-PP
- Zuordnung Ereignisse zu standardisierten Ereignismerkmalen
- Ereignis- und komponentenbezogene Zuordnung der Kosten
- Übernahme Messwerte, Belastungskriterien (Windprofile) und CMS-Daten

Um diesen sehr aufwendigen Prozess weitestgehend automatisieren zu können, wurden zugeschnittene Importfunktionen als Musterlösungen entwickelt und in den EVW-Datenmanger integriert. Diese Programmzweige unterstützen folgende Tätigkeiten:

- Erstellung von Zuweisungslisten zwischen speziellen Klassifikationen der Datenquelle und standardisierten Merkmalen der Zieldatenbank
- Merkmalsverknüpfung zwischen den unterschiedlichen Datenquellen
- Zuweisung von Tabellen und Felder aus Quell- und Zieldatenbank per Drag und Drop
- Automatischer Datenimport mit ausgewählten Plausibilitätsprüfungen.

Die nachfolgenden Beispiele zur Zuweisung der RDS-PP-Struktur und der Ereignismerkmale belegen die besonderen Schwierigkeiten, die sich beim Datentransfer ergeben. Die teilweise unstrukturiert vorliegenden Informationen aus der Betriebsführung können nicht immer eindeutig einer technischen Funktion zugewiesen werden. Ähnlich ist die Problematik bei der Zuweisung von Ereignismerkmalen. Auch hier kann an Hand der verfügbaren Informationen nicht immer eindeutig zwischen verschiedenen Ereignisarten unterschieden werden.

Trotz der geschaffenen Software-Unterstützung ist noch ein erheblicher manueller Aufwand für den Datentransfer notwendig. Dieser durch Experten zu erbringende Anteil kann jedoch durch Lernprozesse und Weiterentwicklung der Werkzeuge auf ein akzeptables Maß verringert werden. Insbesondere unter dem Aspekt des möglichen Nutzens für die gezielte Produkt- und Prozessoptimierung können die Vorleistungen mittelfristig und dauerhaft amortisiert werden.

Kartenanzeige		Tabellenanzeige	
Autoident:	19988	Autoident:	20006
EVW-RDS-PP-Kennzeichen:	=MKA10 WD001	EVW-RDS-PP-Kennzeichen:	
DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	Abgenutzte Kohlebürsten Kohlebürsten getauscht	DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	Abschaltung wg. Netzarbeiten Start über DFÜ
Ereignisanzahl:	5	Ereignisanzahl:	5
Ident-Datenquelle:	000006	Ident-Datenquelle:	000006
Autoident:	20018	Autoident:	20049
EVW-RDS-PP-Kennzeichen:		EVW-RDS-PP-Kennzeichen:	=MYA10 BR001
DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	Akku defekt Akku getauscht	DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	Anlage durch Schaltermodul gestoppt Autostart
Ereignisanzahl:	5	Ereignisanzahl:	5
Ident-Datenquelle:	000006	Ident-Datenquelle:	000006
Autoident:	20073	Autoident:	20115
EVW-RDS-PP-Kennzeichen:	=MDC10 BP001	EVW-RDS-PP-Kennzeichen:	=MST10
DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	Arbeitspressostat (Pressure Transmitter) Drucktransmitter erneuert	DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	Ausgelöster Trafo-Thermoschalter Thermoschalter wieder eingelegt
Ereignisanzahl:	5	Ereignisanzahl:	5
Ident-Datenquelle:	000006	Ident-Datenquelle:	000006
Autoident:	20252	Autoident:	20366
EVW-RDS-PP-Kennzeichen:		EVW-RDS-PP-Kennzeichen:	
DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	Auto-Reset	DQ-RDS-PP-Kennzeichen:	CMS (Störung/ Rep.) nicht verfügbar
Ereignisanzahl:	5	Ereignisanzahl:	5
Ident-Datenquelle:	000006	Ident-Datenquelle:	000006

Abbildung 27: Zuweisung RDS-PP zu vorhandenen Daten

ID_EMS_Verweis:	7202	ID_EMS_Verweis:	7203
Ereignisart:	Störung mit korrekativer Instandsetzung	Ereignisart:	Störung mit korrekativer Instandsetzung
E_EREIGNISART_DD:	Besichtigung(Turm)Mobilfunkantenne(Urbe...	E_EREIGNISART_DD:	Blattverstellung(Fitchcontroller)Programmf...
EREIGNISANZAHL:	1	EREIGNISANZAHL:	1
DD_IDENT:	000002	DD_IDENT:	000002
ID_EMS_Verweis:	7204	ID_EMS_Verweis:	7205
Ereignisart:	Störung mit korrekativer Instandsetzung	Ereignisart:	Störung mit korrekativer Instandsetzung
E_EREIGNISART_DD:	CMS(gesamt)installiert	E_EREIGNISART_DD:	Diebstahl(Instandhaltung)Mängelbeseitigung(durchgef...
EREIGNISANZAHL:	1	EREIGNISANZAHL:	1
DD_IDENT:	000002	DD_IDENT:	000002
ID_EMS_Verweis:	7207	ID_EMS_Verweis:	7208
Ereignisart:	Störung mit korrekativer Instandsetzung	Ereignisart:	Störung mit korrekativer Instandsetzung
E_EREIGNISART_DD:	Energieanlage(Azimut)Azimutsteuerung(Defekt)	E_EREIGNISART_DD:	Energieanlage(Azimut)Azimutsteuerung(Programmf...
EREIGNISANZAHL:	12	EREIGNISANZAHL:	79
DD_IDENT:	000002	DD_IDENT:	000002

Abbildung 28: Zuweisung von Ereignismerkmalen zu vorhandenen Daten

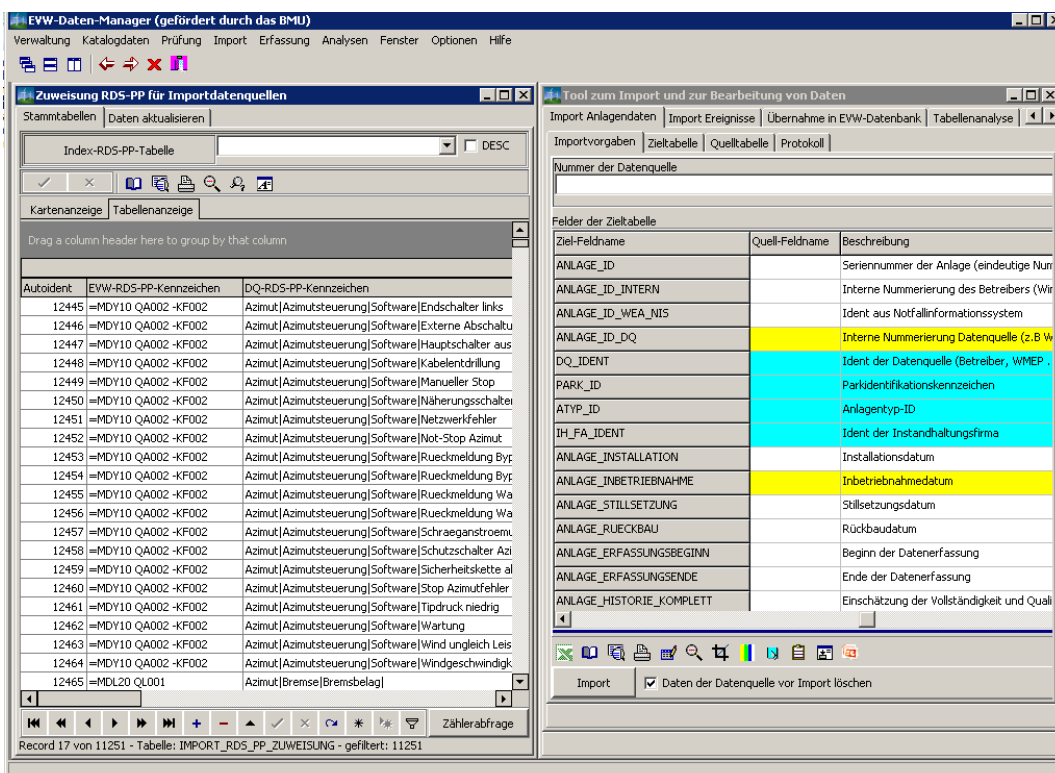


Abbildung 29: Funktionen zum Datenimport

Im Rahmen des Projektes wurden zunächst die Daten aus der von IWES Kassel erstellten WMEP-Datenbank importiert. Danach konnten auch die Daten des Projektpartners ENERTRAG AG importiert werden. Der Datentransfer mit weiteren Betriebsführungsunternehmen ist gegenwärtig in der Abstimmungs- und Vorbereitungsphase. Interessenten, die auch von den Vorteilen einer globalen Wissensdatenbank profitieren wollen, sind jederzeit willkommen. Bei der Datenzusammenführung wird besonderer Wert auf die Wahrung der Anonymität und der Datensicherheit gelegt. Auch aus der Sicht von Konkurrenz und Wettbewerb werden die Daten allseitig geschützt.

Anforderungen an die Datenerfassung

Die Analyse der vorhandenen Datenerfassungssysteme hat gezeigt, dass es gerade im Bereich der effizienten Informationserfassung noch erhebliche Verbesserungspotentiale gibt. Viele Unternehmen haben ihre eigenen Lösungen entwickelt oder nutzen vielfältig vorhandene Standardprodukte unterschiedlicher Anbieter. Möglichkeiten zur strukturierten Dateneingabe sind oft nicht vorhanden oder werden nicht genutzt, weil keine Standardkataloge für die Branche verfügbar

sind. Eigenentwickelten Klassifikationen und Strukturen fehlt mitunter die Systematik, weil diese historisch gewachsen sind. Das benötigte Expertenwissen ist hauptsächlich in Form von frei formulierten Beschreibungen vorhanden, die nicht gezielt und effizient ausgewertet werden können. Auch werden Ereignisse mitunter mehrfach oder ungenau erfasst, so wie es das nachfolgende Bild zeigt. Außerdem ist der Informationsrückfluss insbesondere bei Hersteller- bzw. Service-Maßnahmen oft lückenhaft. Das ist für den methodischen Ansatz des EVW-Projektes besonders problematisch, da gerade vollständige technische Lebensläufe der Anlagen eine wesentliche Bedingungen für praxisrelevante Zuverlässigkeitsanalysen sind.

Ausfallbeginn	Ausfallende	FText	Verursacher	HauptGruppe	Gruppe	Detail	Zustand
30.10.2007 22:00:00	30.10.2007 22:40:00	Bürstenverschleiß Generator	Wartung	Generator	Kommuntator	Bürsten	verschlissen
01.11.2007 22:00:00	01.11.2007 22:50:00	Bürstenverschleiß Generator	Wartung	Generator	Kommuntator	Bürsten	verschlissen
03.11.2007 22:00:00	03.11.2007 22:39:00	Bürstenverschleiß Generator	Wartung	Generator	Kommuntator	Bürsten	verschlissen
07.11.2007 11:28:00	07.11.2007 13:40:00	Handbetrieb Azimut	Energieanlage	Generator	Kommuntator	Bürsten	verschlissen
12.06.2008 14:50:00	12.06.2008 16:30:00	Lastabfahren	Energieanlage	Generator	Kommuntator	Bürsten	verschlissen

Abbildung 30: Ungenaue bzw. Mehrfacherfassung von Ereignissen

Die hauptsächlichsten Probleme der Informationsbereitstellung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Zu geringe Datenmengen und mangelnde Datenqualität
- Unterbrochene Informationskreisläufe
- Fehlende Reproduzierbarkeit und Einzelfallverarbeitung
- Subjektive Bewertungen und zu kurze Beobachtungszeiten

Eine Grundvoraussetzung für weitreichende Vergleichsanalysen sind einheitlich und klar strukturierte Datenmerkmale. Auf die Thematik der Datenerfassung wird auch bei der Beschreibung der SAG-Ergebnisse zum Thema MABI eingegangen. Darüber hinaus sind im EVW-Datenmanager auch Empfehlungen für nutzerfreundliche Erfassungsmasken als Beispiellösungen implementiert.

Allgemeine Empfehlungen für die Datenerfassungssysteme sind:

- Übersichtlichkeit, optische Abgrenzung von Erfassungsblöcken
- Verwendung von einheitlichen Codierungen und Katalogen
- Auswahlantworten vorgeben
- Grafische Elemente nutzen (z.B. Baumstrukturen zur Ebenendarstellung)
- Belege für Maschinenlesbarkeit (Texterkennung, Barcode, Scanner) vorbereiten
- Auswahllisten in Eingabemasken nutzen
- Flexible Suchmechanismen bei der Eingabe implementieren
- Layout-Abstimmung zwischen Primärbeleg und Erfassungsmaske
- Implementierung von Hilfsfunktionen
- Bereitstellung von Katalogen für Klassifizierungen und Codierungen
- Kurze und eindeutige Eingaben.

Abbildung 31: Erfassungsmaske für anlagenbezogene Ereignisse

Ausgewählte Analysemethoden

Einige grundsätzliche Analysemöglichkeiten, die sich aus der Nutzung der EVW-Datenbank ergeben, wurden bereits im IWES-Ergebnisteil des vorliegenden Projektabschlussberichtes aufgezeigt. Diese wurden hauptsächlich mit Standardanalysewerkzeugen wie MS-Excel, MS-ACCESS, SQL-Abfragesprache u.a. erstellt. In diesem Berichtsabschnitt sollen die erweiterten Möglichkeiten demonstriert werden, die sich aus der Nutzung spezieller Analysewerkzeuge ergeben.

Die IZP Dresden widmet sich seit einigen Jahren mit der Entwicklung und branchenspezifischen Anpassung von Analyse- und Entscheidungswerkzeugen zur Anwendung der RAMS-/LCC¹-Technologie.

Die flexible RAMS-/LCC-Managementmethodik bildet eine wesentliche Basis für die mit dem Projekt anvisierte zuverlässigkeitsorientierte Optimierung der Betriebs- und Instandhaltungsprozesse. RAMS- und LCC-Betrachtungen beruhen auf verschiedenen mathematischen Verfahren. In anderen Branchen haben die damit verbundenen Optimierungspotentiale zu erheblichen Kosteneinsparungen bei gleichzeitiger stabilisierter oder sogar gesteigerter Verfügbarkeit geführt.

¹ RAMS/ LCC = Reliability, Availability, Maintainability, Safety / Life Cycle Cost

Bewährte IZP-Software-Produkte



RAMS-Office (RAMS-/LCC-Standardsystem)



LCC-Calculator (Berechnung von Lebenszykluskosten)



SYSTEME (Darstellung Fehlerbäume und Blockschaltbilder)



FORCE/FOKAS/FAKO
(Fahrzeugkosten- und Zuverlässigkeitsanalyse)



INVIS (Inventur in Stichproben)

Abbildung 32: Projektrelevante Software-Produkte der IZP Dresden

Basis für die im Projekt durchgeführten RAMS-/LCC-Analysen war das in vielen Branchen erfolgreich eingesetzte Standard-Software-System RAMS-Office der IZP Dresden. Dieses wurde im Rahmen des Projektes an die Erfordernisse der Windenergieerzeugung angepasst und mit der zentralen EVW-Datenbank gekoppelt.

Das in vielen Branchen von führenden Unternehmen eingesetzte Software-Paket RAMS-Office bietet u.a. folgende Analysemethoden an:

- Hitlisten
- Schwachstellenanalyse
- OLAP (Online Analytical Processing)
- Zuverlässigkeits- und Kostenanalysen
- Instandhaltungsoptimierung
- Ersatzteil- und Kapazitätsplanung
- Verfügbarkeitsbetrachtungen
- Restnutzungsdauerprognose

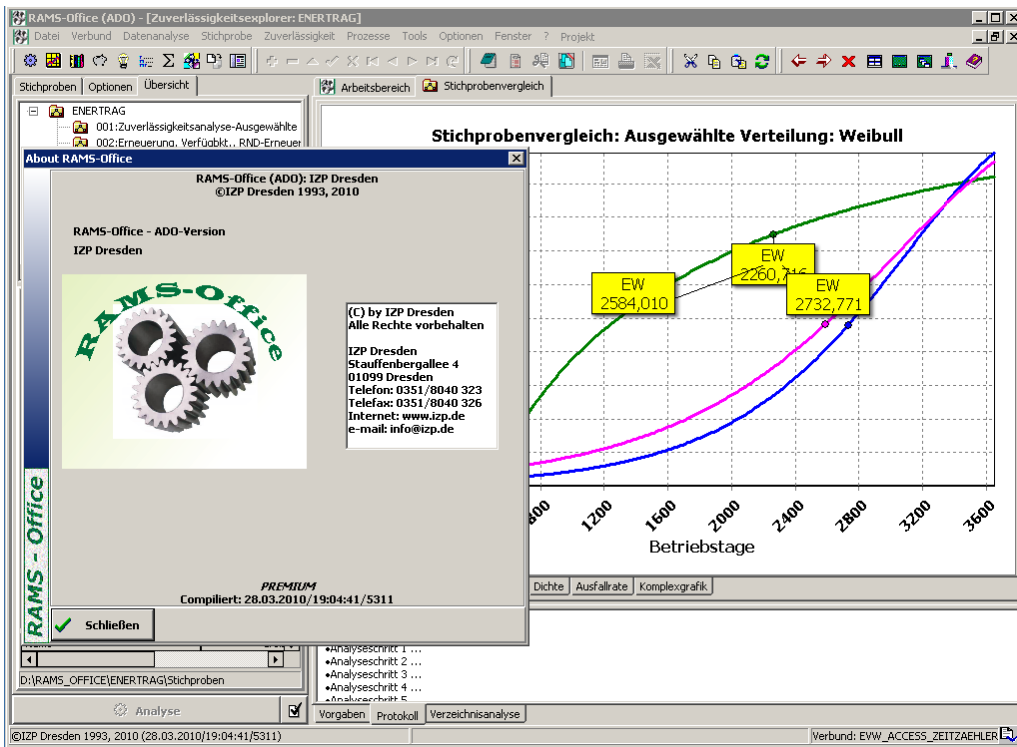


Abbildung 33: IZP-Standard-Analysetool RAMS-Office

Einige grundlegende Analysemöglichkeiten wurden auch im speziell für das Projekt entwickelten EVW-Datenmanager implementiert. Dazu gehören:

- SQL-Explorer
- Grafische Erstellung von Datenbankabfragen
- OLAP-Generierung

Insbesondere die Erstellung von mehrschichtigen und frei konfigurierbaren OLAP-Analysen ermöglicht eine individuelle und flexible Betrachtung des Datenpools. Dabei können die Daten sowohl tabellarisch als auch grafisch aufbereitet werden. Das Ergebnis der OLAP-Untersuchung ist ein mehrdimensionaler Würfel, dessen Seiten (Dimensionen) beliebig verschoben werden können, so dass der Anwender seine hierarchische Sicht auf die Informationen im Dialog erstellen kann.

Die systematische Analysetätigkeit wurde u.a. mit folgenden Vergleichskriterien durchgeführt (siehe auch IWES-Ergebnisteil):

- Technisches Konzept
- Hersteller und Komponentenlieferanten
- Anlagentypen
- Einsatzbedingungen (Standort, Windzone...)
- Leistungsklassen
- Leistungsregelung, Drehzahlverhalten, Generatorbauart

Als problematisch hat sich die notwendige Verknüpfung von Störungsinformationen mit daraus resultierenden Kosten erwiesen. In vielen Unternehmen sind die technischen und kaufmännischen Software-Systeme noch explizit getrennt und können nur teilweise miteinander verbunden werden. Hier ist unbedingt ein ganzheitliches Gesamtsystem erforderlich.

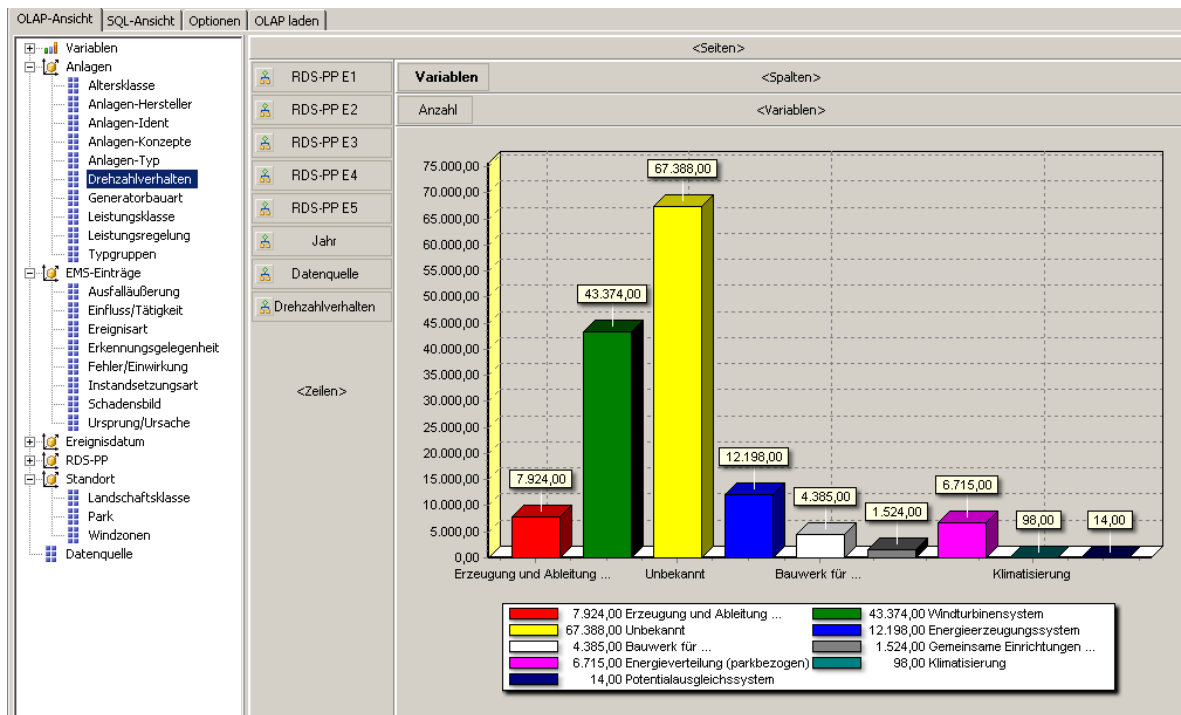


Abbildung 34: Grundstruktur der EVW-OLAP-Systematik

Ausgewählte praktische Fragestellungen der gemeinsam mit IWES durchgeführten Untersuchungen waren:

1. Welche technischen Konzepte sind die zuverlässigsten und kostengünstigsten?
2. Gibt es signifikante Zuverlässigkeits- und Kostenunterschiede in der Branche und welche Aspekte sind dafür verantwortlich?
3. Welche präventiven Instandhaltungsmaßnahmen sind technisch machbar und ökonomisch sinnvoll?
4. Wie kann die Lagerhaltung und das Ersatzteilmanagement optimiert werden?
5. Wie können die vorhandenen Kapazitäten und Zeitfenster optimal genutzt werden?

Anhand einer Analyse für die Generatorschleifringe/-bürsten (RDS-PP: =MKA10 GA001 -WD001) eines Anlagentyps sollen einige ausgewählte Analysemöglichkeiten demonstriert werden.

Zuverlässigkeitsanalyse

Generatorschleifringe/-bürsten

RDS-PP:

=MKA10 GA001 -WD001



EVW ein Verbundprojekt, vom BMU gefördert

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Forschungszentrum Jülich an der Politische Universität

Abbildung 35: Zuverlässigkeitsanalyse für Generatorschleifringe/-bürsten

Als Ereignis für die Zuverlässigkeitsanalyse wurde der notwendige Wechsel der Generatorschleifringe/-bürsten definiert. Die Analyse basiert auf der Betrachtung von 73 Anlagen des ausgewählten Typs und 95 Ereignissen. Diese Datenbasis könnte rein aus statistischer Sicht als repräsentative Stichprobe angesehen werden. Allerdings war aus den Daten nicht in jedem Fall eindeutig zu erkennen, ob die Schleifringe wirklich getauscht wurden. Auch hinsichtlich der Vollständigkeit des Datenbestandes kann keine Gewähr übernommen werden. Die große Spannweite der Stichprobe von 2998 Betriebstagen zwischen kleinstem und größtem Lebensdauerwert deutet auf eine inhomogene Stichprobe hin. Einen Überblick zu den Analyseergebnissen gibt die nachfolgende Tabelle. Aus all den genannten datenbedingten Gründen können die Ergebnisse nur als erste Näherung betrachtet werden. Eine Optimierung von Instandhaltungsintervallen ist allein auf dieser Basis nicht möglich. Diese Probleme können durch die Einbeziehung weiterer Datenquellen und die damit verbundene Verbreiterung der Datenbasis schrittweise überwunden werden.

RAMS-Office (ADO) - [Zuverlässigkeitsmatrix]

Datei Verbund Datenanalyse Stichprobe Zuverlässigkeit Prozesse Tools Option
 [Icons]

Zuverlässigkeitsmatrix (LNR: 10000.402665387)
 Ausgewählte Verteilung: Weibull
 Schätzung: Kleinste Quadrate (Bestes Verfahren)
 P3= (geschätzt beliebig)
 Kolmogorow-Anpassungstest
 Beschreibung: =MKA10 GA001 -WD001
 Kommentar: ZV-Report: 2009/148/ Ereignisse vollständig Alle Ereignisse
 Lebensdauermerkmal: Betriebstage
 Zensierungsart: unzensiert
 SP-Min.: 1,000
 SP-Max.: 2999,000
 Verteilungsmodell: Weibullverteilung
 Vorgabe : Auswertung mit Weibullverteilung
 Verteilung wird akzeptiert. Konfidenz : 0,8622

Nr.	Kenngroße	Untere KG	Kennwert	Obere KG
1	SP-Umfang	ohne	95	ohne
2	Ereignisse	ohne	95	ohne
3	Rechtszens.	ohne	0	ohne
4	Linkszens.	ohne	0	ohne
5	SP-Min.	ohne	1	ohne
6	SP-Max.	ohne	2999	ohne
7	Spannweite	ohne	2998	ohne
8	Modalwert	ohne	-8,510147	ohne
9	Standardabw.	ohne	1309,114	ohne
10	Var.Koeff.	ohne	1,2242	ohne
11	Modalwert	ohne	-8,510147	ohne
12	Median	480,188	617,341	778,783
13	P1	0,719192	0,82816	0,937131
14	P2	765,2195	974	1183,294
15	P3	ohne	-8,510147	ohne
16	EW=Erwartungswert	857,346	1069,333	1310,890
17	F(EW)	59,8883	66,29	72,6853
18	10 %-Quantil	32,938	55,842	96,570
19	50 %-Quantil	480,188	617,341	778,783
20	90 %-Quantil	2116,004	2658,636	3236,637
21	MTBF exp	783	945,842	1147
22	øLambda exp	0,00080510	0,00105726	0,00113997
23	FPY exp	0,2939	0,3859	0,4161

Abbildung 36: Ausgewählte Kenngrößen zum Tausch Generatorschleifringe/-bürsten

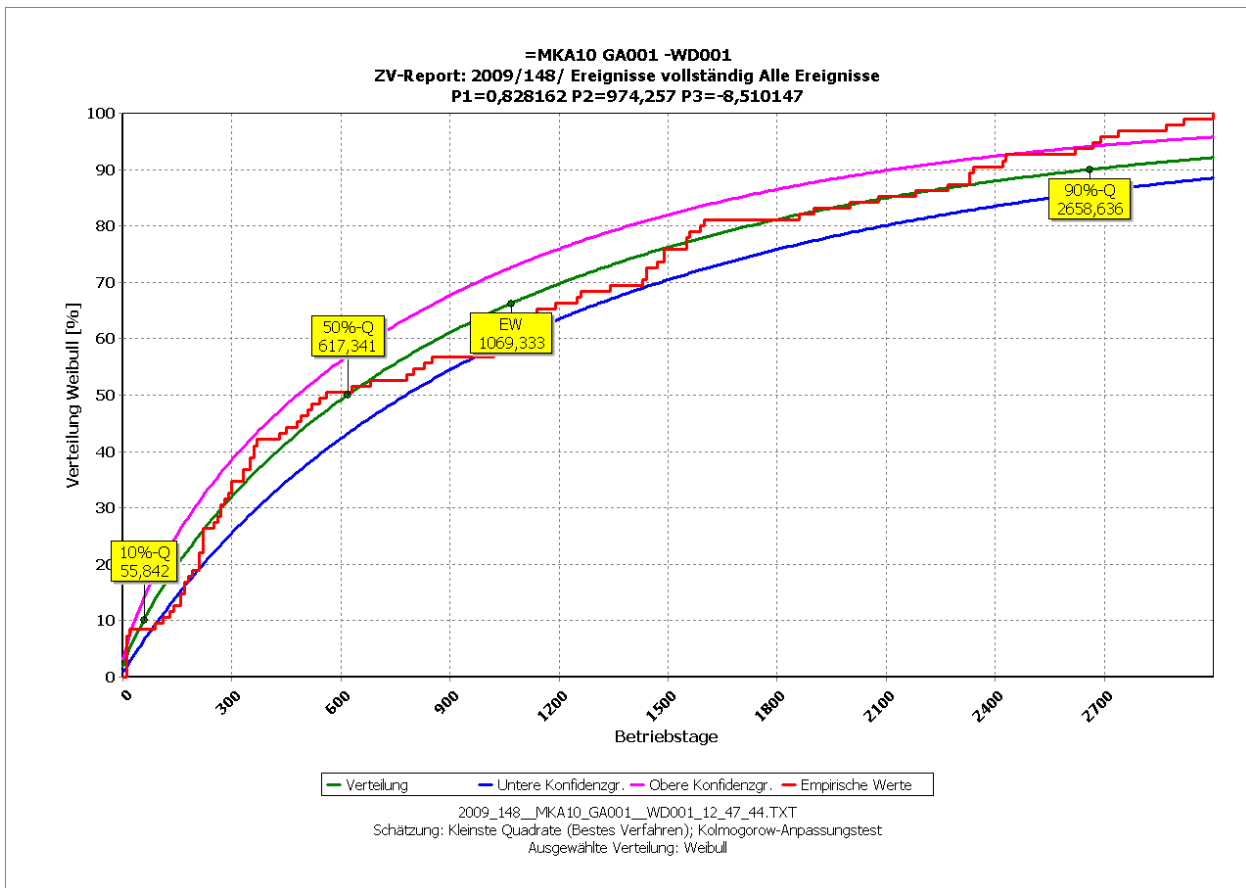


Abbildung 37: Verteilungsfunktion mit Konfidenzgrenzen für unbegrenzte Stichprobe

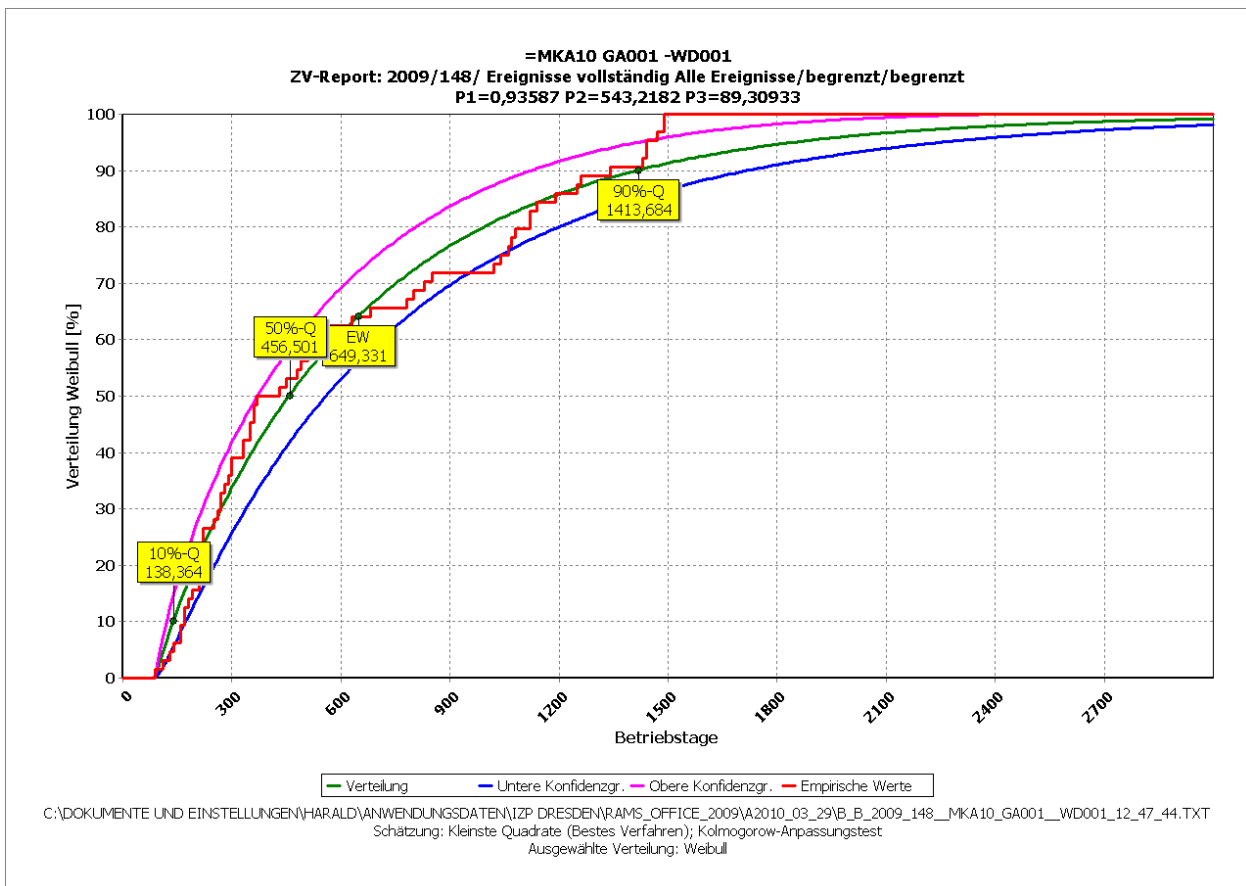


Abbildung 38: Verteilungsfunktion für auf 50 bis 1500 Betriebstage begrenzte Stichprobe

In einem weiteren Analyseschritt wurde die Stichprobe auf Ausreißer untersucht. Im Ergebnis dieser Betrachtung wurde die ursprüngliche Stichprobe auf den Bereich zwischen 50 und 1500 Betriebstagen begrenzt. Das heißt, dass alle Lebensdauerwerte außerhalb dieses Intervalls aus der Stichprobe herausgenommen wurden, weil die Vermutung naheliegt, dass diese Werte hauptsächlich auf Fehlerfassungen oder fehlende Daten zurückzuführen sind. Durch diese Stichprobenbearbeitung verringert sich der Erwartungswert für den Tausch der Schleifringe von 1069 Betriebstagen auf 649 Betriebstage. Dieser Wert entspricht in etwa den Erfahrungswerten aus der Praxis.

Auf Basis der ermittelten Verteilungsfunktion können eine Reihe vertiefender Untersuchungen durchgeführt werden. So ist z.B. eine Planung der erforderlichen Ersatzstückzahlen möglich. Die nachfolgende Grafik zeigt das Ergebnis einer solchen Ersatzteilplanung für 100 WEA und 10 Jahre als kumulative Darstellung.

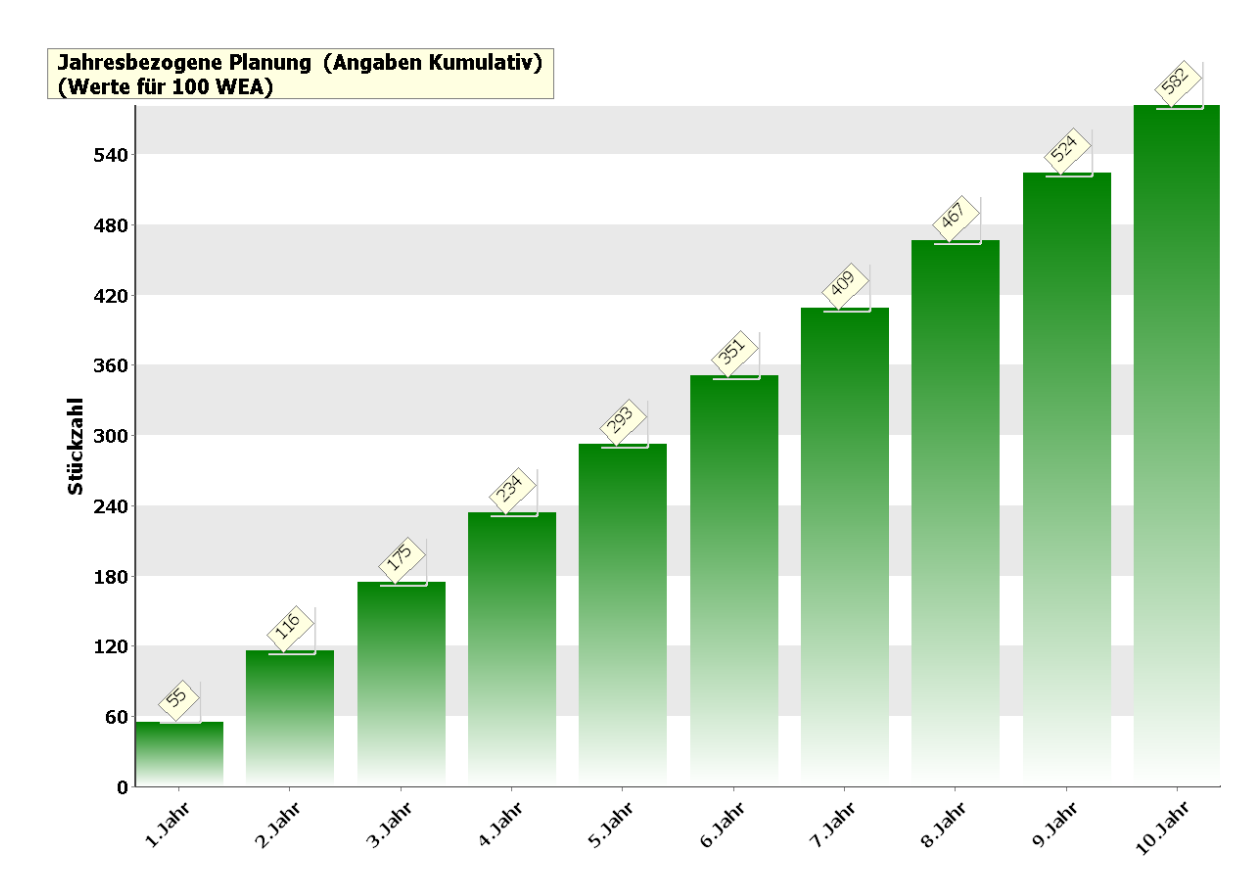


Abbildung 39: Ersatzteilbedarf für 100 WEA

Im Rahmen des Projektes wurden zahlreiche zusätzliche Analysen zum Zuverlässigkeitsverhalten von Anlagenkomponenten durchgeführt. Eine sehr praxisrelevante Betrachtung ist die vergleichende Zuverlässigkeitsanalyse für Hauptkomponenten unterschiedlicher Hersteller. Das Ergebnis einer solchen Untersuchung liefert wichtige Entscheidungshilfen bei der Auswahl von Lieferanten. Das heißt, beim Kauf von Ersatzkomponenten können neben den Anschaffungskosten auch die Folgekosten berücksichtigt werden. Die Nutzungskosten ergeben sich insbesondere aus den notwendigen Instandhaltungsaufwendungen, die über eine Zuverlässigkeitsbetrachtung prognostiziert werden können.

Aus dem Zuverlässigkeitsverhalten können auch Empfehlungen zur Instandhaltungsoptimierung abgeleitet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt einige ausgewählte Möglichkeiten. Ein Hauptproblem bei der Erarbeitung von Instandhaltungsstrategien ist die Bereitstellung von abge-

sicherten Kosteninformationen auf Ebene der jeweiligen Instandhaltungseinheit. In der Praxis werden oft die IH-Kosten nur auf Anlagenebene erfasst. Zur Umsetzung des EVW-Konzeptes ist jedoch eine Kostenzuweisung auf RDS-PP-Ebene bzw. auf Ebene der kleinsten tauschbaren Einheit notwendig.

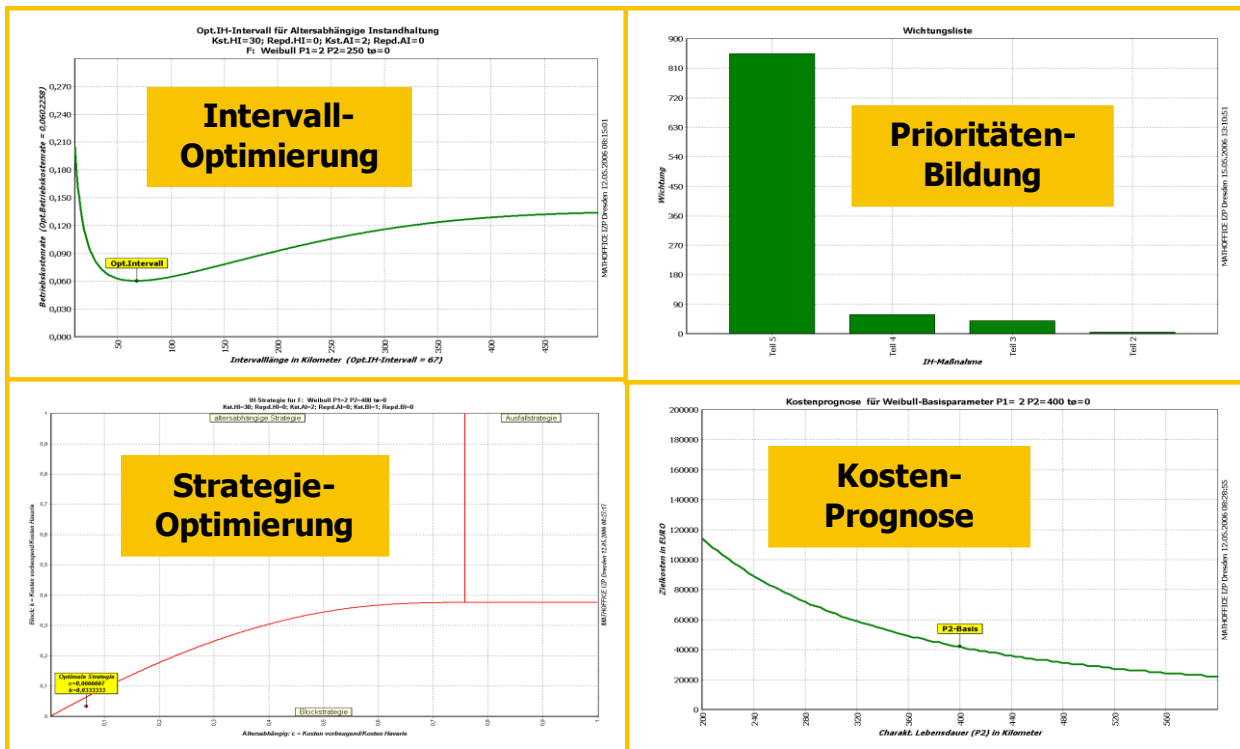


Abbildung 40: Möglichkeiten zur Instandhaltungsoptimierung

Eine weitere Aufgabe bei der Instandhaltungsplanung ist die Bündelung (Paketbildung) für einzelne IH-Maßnahmen. Dabei geht es um die Zusammenfassung und Priorisierung von Einzelmaßnahmen zu einem Paket. Kriterien dafür sind das Zuverlässigkeitsverhalten sowie Instandhaltungstechnische Gründe. Ziel ist es, vorhandene Zeitfenster für die Instandhaltung, möglichst effizient zu nutzen. Solche Instandhaltungsfreiräume, die die energetische Verfügbarkeit der Anlagen kaum beeinflussen, können z.B. durch windschwache Zeiten entstehen. In diesen Situationen ist es wichtig, die verfügbare Zeit mit dem größten Nutzeffekt für die Senkung von Ausfallrisiken zu nutzen. Auch und gerade unter den erschwerten Logistikbedingungen der Offshore-Nutzung ist ein effizienter Einsatz von Instandhaltungskapazitäten dringend erforderlich.

Neben den hier gezeigten Beispielanalysen können auf Basis der geschaffenen Datenstrukturen und unter Verwendung der speziellen Analysewerkzeuge vielschichtige zusätzliche Analysen auf Anfrage erstellt werden. Diese Dienstleistungen werden im Ergebnis des Förderprojektes der Branche zunehmend angeboten werden. Erste Rückfragen bestätigen den enormen Bedarf an neutralen und verlässlichen Information zu RAMS-/LCC-Kenngrößen im Bereich der Windenergieerzeugung.

RAMS-Office - [Optimierung von Instandhaltungsintervallen]

Basis Verbund Erfassung Stichprobe Zuverlässigkeit Prozesse Tools Optionen Fenster ?

Lebensdauer(LD)-Einheit KWH Zeiteinheit Stunden

Basisoptimierung Variantenoptimierung **Paketbildung IH-Maßnahmen**

Verteilungstypen (VT): 1=Exponential, 2=Weibull, 3=Maxwell, 4=Erlang, 5=Gamma, 6=Normal, 7=Log_Normal

Fehlende Angaben: PK-Anteil, PK-pro Zeiteinheit, IH-Dauer

Nächster IH-Termin in: 50 KWH, Anzahl Intervalle: 9, Anzahl Intervalle: 3, Stunden: 21, Einnahmeverluste: 75, 0

IH=Instandhaltung, KV=Kosten vorbeugend, KH=Kosten Hawarie, PK=Personalkosten, PK%=PK-Anteil bei vorb. IH in Prozent, Dauer=IH-Dauer, n.m.=Maßnahme bei aktueller IH nicht möglich

Vorgabewerte für IH-Maßnahmen

Nr.	IH-Maßn.	Anz.	VT	Par1	Par2	Par3	Alter	KV-IH	PK%	KH-IH	Dauer	n.m.
1	Bürsten	1	2	1,280276	1240,447	-14,02872	395	410	54,88	1445	3,00	
2	Schleifringe	1	2	2,420727	2106,21	-894,9941	1675	1485	40,40	2180	8,00	
3	Motor	1	2	1,044367	1334,636	-154,3345	1167	190	19,74	4100	0,50	
4	Lager B	1	2	0,573627	564,059	-15,83932	433	1059	42,49	7387	6,00	
5	Drehzahlwächter	1	2	0,807365	1024,127	-80,23413	57	268	13,99	1643	0,50	
6	Temperaturfühler	1	2	0,519535	525,8262	-8,151871	296	1787	54,56	8542	13,00	
7	Wicklung	1	2	5,35762	2008,591	-289,981	1251	1406	48,01	9108	9,00	
8	Kupplung	1	2	0,669573	680,3481	27,44489	442	1863	84,54	7950	21,00	
9	Kühlung	1	2	1,199426	827,2812	-154,7485	171	778	48,20	9309	5,00	

Rangfolge für IH-Maßnahmen mit Einsparungspotentialen!

Rang	Nr.	IH-Maßnahme	50	33,33333	16,66667
1	7	Wicklung	31.591,67	-1.143,44	-1.276,88
2	1	Bürsten	-74,19	-397,60	-407,10
3	2	Schleifringe	-428,16	-1.666,40	-1.711,57
4	5	Drehzahlwächter	-527,98	-511,94	-498,58
5	3	Motor	-649,73	-650,26	-641,52
6	9	Kühlung	-1.949,50	-1.983,04	-2.043,69
7	8	Kupplung	-4.582,54	-1.883,35	-1.712,50
8	4	Lager B	-28.806,90	-2.888,20	-2.552,93
9	6	Temperaturfühler	-38.527,69	-4.070,64	-3.609,44
5		Summe	-43.955,02	-15.194,87	-14.454,21

Arbeitszeiteinsparung in % bei gleichzeitiger Abarbeitung

2.Maßn. 1.Maßn.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	XXX	0	14,28	0	0	0	0	0	5
2	XXX	XXX	0	0	0	30	0	0	0
3	XXX	XXX	XXX	0	0	0	0	2,32	0
4	XXX	XXX	XXX	XXX	0	0	0	0	0
5	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	0	5,26	0	0
6	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	0	0	0

Editor

IZP-Dresden (<http://www.izp.de>)

RAMS-Office©IZP Dresden-2007/9/14/11/8) 14.09.2007 11:14:19

Optimale Maßnahmekombination:

- 7 Wicklung
- Gesamtdauer der IH: 9,00
- Optimales Einsparungspotential:
 - ohne Einnahmeverlust: 31.591,67
 - mit Einnahmeverlust: 31.591,67

Abbildung 41: Paketbildung für Instandhaltungsmaßnahmen

Wissensmanagement auf Basis einer Kennwertebibliothek

Um alle Analyseergebnisse einem möglichst breiten Nutzerkreis zur Verfügung stellen zu können, wurde im Projekt eine zugeschnittene Wissensdatenbank konzipiert und begonnen zu füllen. Diese Kennwertebibliothek (KWB) soll zukünftig über ein Internet-Portal der Branche zur Nutzung angeboten werden. Bei der Erstellung und Pflege der Wissensbasis wird besonderer Wert auf Neutralität und Anonymität gelegt.

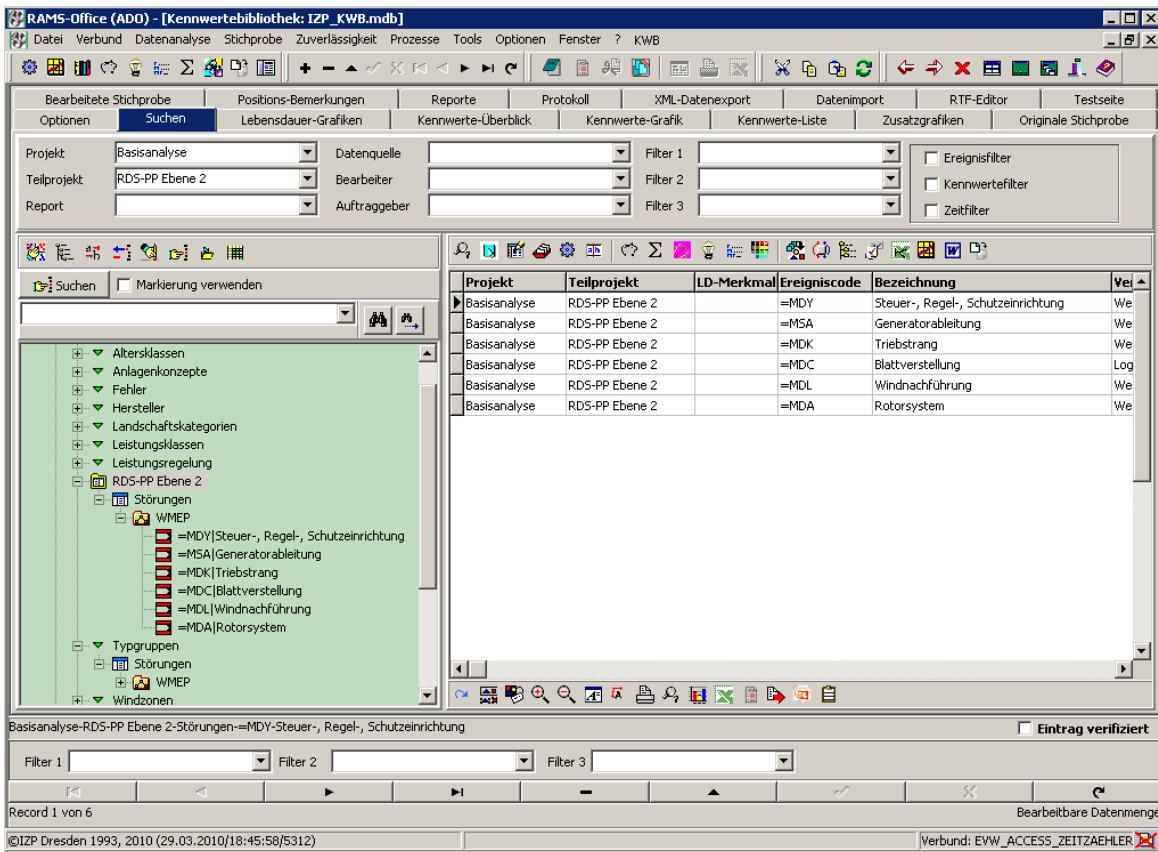


Abbildung 42: EVW-Kennwertbibliothek im Programm RAMS-Office

In der KWB können sowohl Kennwerte als auch Stichproben sowie grafische Analyseergebnisse systematisch abgelegt und verwaltet werden. Über flexible Suchabfragen können auch in großen Datenbeständen einzelne Einträge schnell gefunden werden. Die KWB ist zugleich Ausgangspunkt für zahlreiche weiterführende Analysen zur Instandhaltungsoptimierung, Kostenanalyse und Kapazitätsplanung. Außerdem können alle Ergebnisse in verschiedenen Formaten oder als Ergebnisreport exportiert werden. Dadurch kann das in der KWB abgelegte Wissen auch von anderen Programmen wie z.B. dem LCC-Calculator der IZP Dresden weiterverarbeitet werden.

Die wesentlichen Analysemöglichkeiten und Nutzeffekte der EVW-KWB sind:

- Analyse von Schwachstellen und Kostentreiber
- Ermittlung von Ausfall- und Störungsrisiken
- Abfrage von Zuverlässigkeitsangaben
- Erarbeitung von Instandhaltungsempfehlungen
- Vergleichende Betrachtungen zum Zuverlässigkeits- und Kostenverhalten über verschiedene Betrachtungsebenen:
- Herstellervergleich
- Betreibervergleich
- Konzeptvergleich
- Standortvergleich
- Bewertung der Instandhaltungsqualität

Prämissen der KWB-Nutzung sind:

- Unabhängiges Benchmarking
- Anonymisierte Datenverwendung
- Repräsentative Datenbasis als Voraussetzung für Ergebnisnutzung.

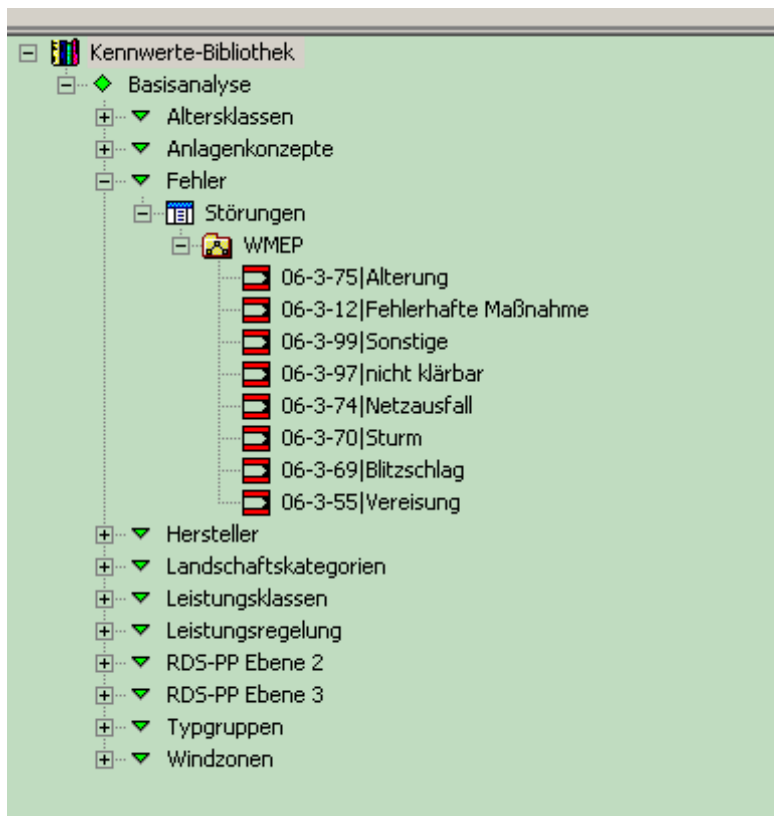


Abbildung 43: Auszug aus der Struktur der EVW-Kennwertebibliothek

Die Implementierung einer ersten Kennwertebibliothek für die Windbranche im EVW-Projekt ist eine wichtige Basis für die breite Nutzung der Ergebnisse des Fördervorhabens. Es ist jedoch nur ein erster Schritt zur Bereitstellung von neutralen, abgesicherten Erkenntnissen über das Zuverlässigkeits- und Kostenverhalten von WEA. Die vorhandene Datenbasis ist an vielen Stellen noch nicht ausreichend, um belastbare Empfehlungen für die Optimierung der Technik und Prozesse abzuleiten. Hier stehen noch enorme Anstrengungen in Fortführung des Projektes an. Nur wenn möglichst viele Betriebsführer aber auch Anlagenhersteller und Komponentenlieferanten zukünftig ihre Daten in den gemeinsamen Informationspool einspeisen, kann der anvisierte Nutzen für die Branche erzielt werden.

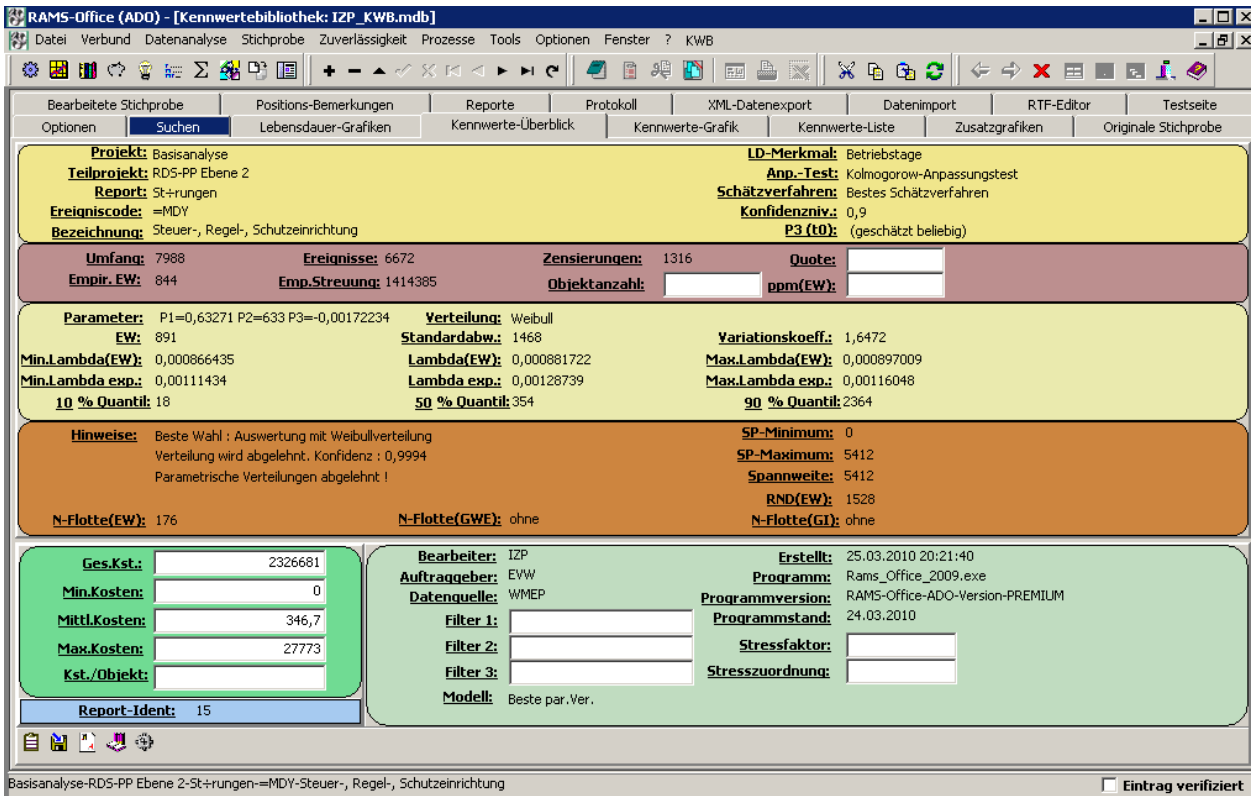


Abbildung 44: Kennwerteübersicht in der KWB

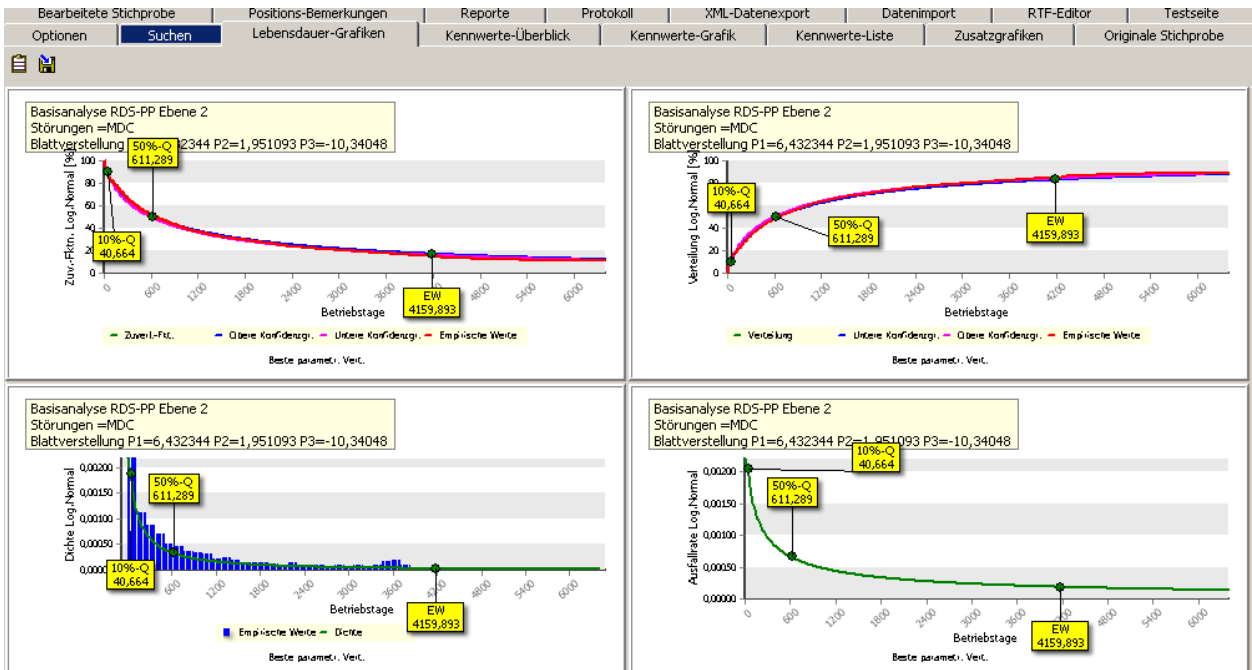


Abbildung 45: Lebensdauergrafiken in der KWB

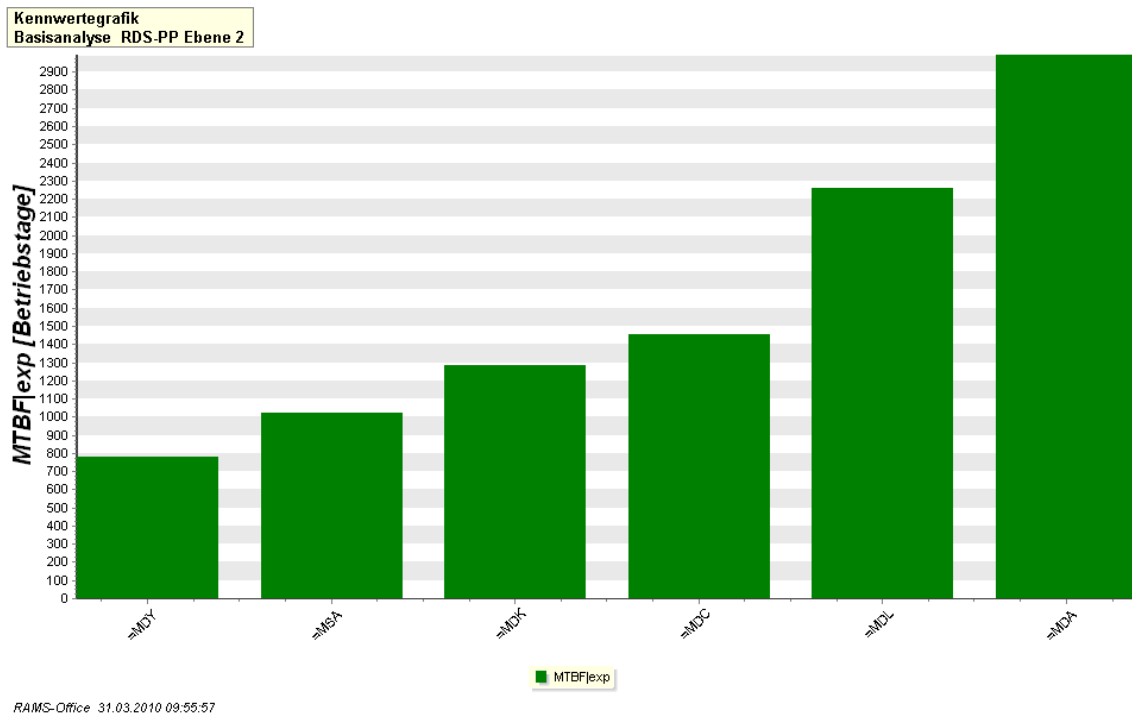


Abbildung 46: Kennwertevergleich für RDS-PP-Ebene 2 über KWB

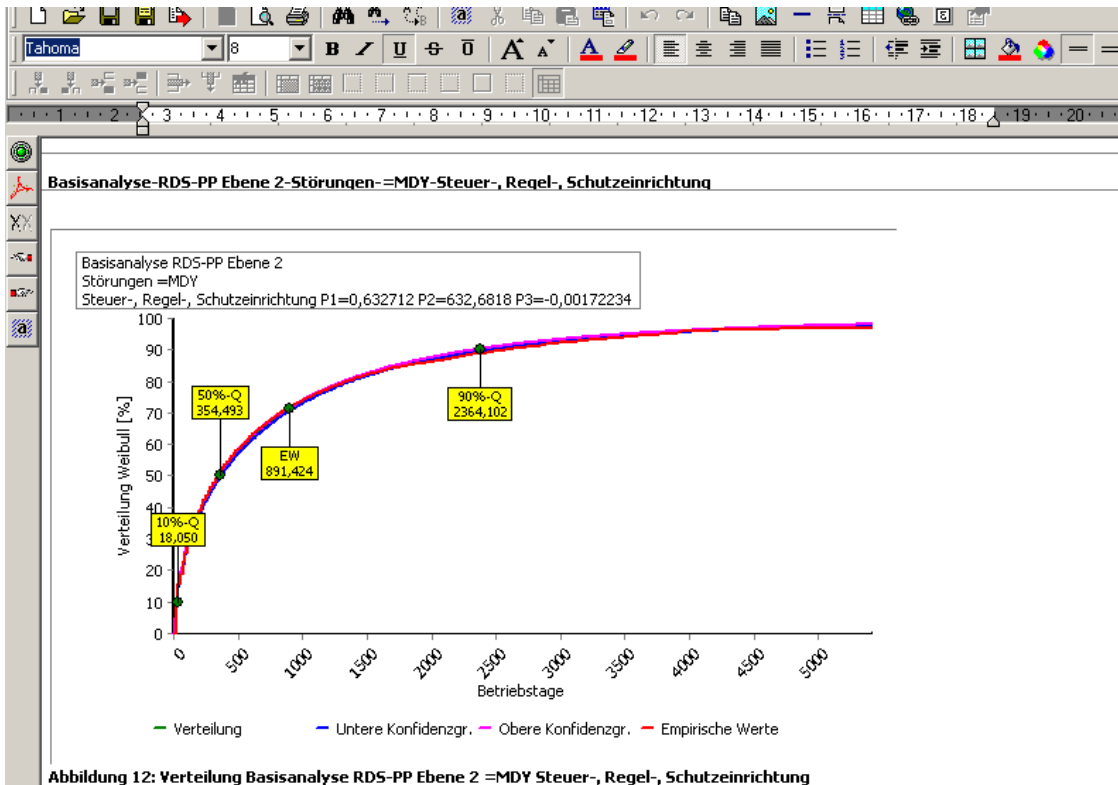


Abbildung 12: Verteilung Basisanalyse RDS-PP Ebene 2 =MDY Steuer-, Regel-, Schutzeinrichtung

Untere	Schätzwert	Obere	Kenngroße
Konfidenzgrenze		Konfidenzgrenze	
ohne	ohne	ohne	emp. Var. Koeff.
ohne	ohne	ohne	Modell
ohne	ohne	ohne	Akzeptanz

Abbildung 47: KWB-Ergebnisreport

Lebensdauermerkmal und Lebensdauereinheiten

Wesentlicher Bestandteil jeder Modellierung, die sich mit Schadensstatistiken komplexer Systeme befasst, ist die Auswahl des Lebensdauermerkmals zum Ereignis, also einer Messgröße, die sich auf das Ereignis (Störung, Defekt, Austausch usw.) bezieht.

Es kommen häufig verschiedene Lebensdauermerkmale in Betracht, die für Analysen durchgängig datenmäßig erfasst und bis zu einem gewissen Grad validiert sein müssen.

Durchgängig verfügbar ist bei WEA das Kalenderdatum zum Ereignis. Ideal wäre, wenn belastungsabhängige Angaben wie Zählerstand (erzeugte Kilowattstunden) und/oder – darauf basierend –Volllaststunden vollständig erfasst sind.

In jedem Falle sind der Grad der Verlässlichkeit und die Vollständigkeit der Daten zu überprüfen. Datenlücken oder andere Unbestimmtheiten sind, sofern nicht behebbar, in den Modellen zu beachten.

Für Energieerzeuger kommen verschiedene Betrachtungseinheiten in Frage. Zum einen Zeitgrößen für Planung und Disposition, zum anderen die Produktionszahlen. Also im Wesentlichen

- Kalenderzeit (Betriebsstunde, Tag, Monat, Jahr)
- kWh (erzeugter Strom), Umrechnung in monetäre Einheiten entsprechend Vergütung

Weicht der Zählerstand vom Normalfall ab, wird der Einsatz eines Stressfaktors empfohlen:

- 1,5-MW-Referenzanlage: Zählerstand 12.500.000.000 kWh = Stressfaktor 1
- Betrachtete 1,5-MW-Anlage Jahresertrag 10.000.000.000 kWh = Stressfaktor 0,8

Hinzu kommen branchenspezifische Einheiten, die ebenfalls in Gebrauch sind:

- Volllaststunden (Quotient aus Energieproduktion in kWh und Nennleistung in kW der Anlage) - rechnerischer Wert als Kennzahl für die Auslastung der Anlage, d.h. Anzahl der Stunden, die die Anlage unter Volllast zur Erreichung der Jahresproduktion hätte laufen müssen. Dieser Wert hat übrigens keinen Bezug zum Begriff Verfügbarkeit!

Umrechnungen zwischen den Lebensdauereinheiten

Für Windkraftanlagen fallen die Stromausbeuten zufällig in Abhängigkeit vom Wind an. Obwohl die Aussagesicherheit von Windprognosen für Folgetage permanent verbessert wird, kann die Instandhaltung in puncto Planungssicherheit davon nur bedingt profitieren.

Unbestritten ist aber, dass die Windgeschwindigkeiten in normalen Jahren abhängig von Jahreszeiten sind und etwa 1/3 der Stromerträge auf die Monate April bis September (Sommerhalbjahr) und die restlichen 2/3 auf das Winterhalbjahr entfallen:

Zieht man weiter in Betracht, dass die Instandhaltungsbedingungen im Winter schwieriger als im Sommer sind, wird die Bedeutung von begründeten präventiven Maßnahmen im Sommerhalbjahr deutlich.

Die folgende Tabelle zeigt, dass sich trotz gewisser Schwankungen dieser Trend auch in jüngster Vergangenheit bestätigt hat. Einnahmeverluste gerade in den ersten drei Monaten eines Jahres lassen sich später nicht wieder aufholen.

Monatliche Energielieferung aller WEA in Deutschland (GWh) Prozentanteile		
Monat	2008	2009
Jan	20,1%	15,7%
Feb	8,3%	10,3%
Mär	10,3%	13,7%
Apr	6,4%	5,2%
Mai	6,1%	4,0%
Jun	4,8%	4,4%
Jul	7,8%	4,0%
Aug	5,1%	8,2%
Sep	7,8%	5,5%
Okt	3,4%	9,1%
Nov	9,7%	11,9%
Dez	10,1%	7,9%

Abbildung 48: Energielieferungen (Quelle: Bundesverband Windenergie)

Je nach Jahreszeit haben die Anlagen unterschiedliche Umsätze, Beispiel (1,5-MW-Anlage):

Januar	50.000
Februar	24.000
März	26.000
April	15.000
Mai	16.000
Juni	14.000
Juli	18.000
August	9.000
September	18.000
Oktober	9.000
November	27.000
Dezember	24.000

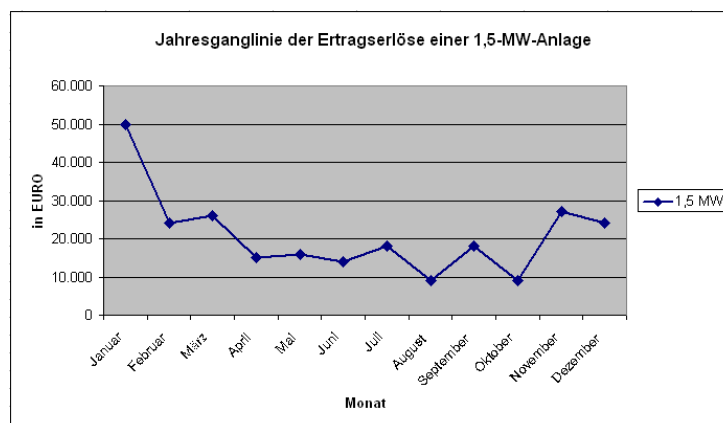


Abbildung 49: Jahreszeitabhängige Erträge für eine 1,5-MW-Anlage

Damit schwanken bereits Durchschnittswerte für dieses Beispiel beträchtlich:

Durchschnittliche Erlöse Winterhalbjahr	160.000 € / 6 Monate = 26.667 € / Monat
Durchschnittliche Erlöse Sommerhalbjahr	90.000 € / 6 Monate = 15.000 € / Monat
Durchschnittliche Erlöse 1. Halbjahr	145.000 € / 6 Monate = 24.167 € / Monat
Durchschnittliche Erlöse 2. Halbjahr	105.000 € / 6 Monate = 17.500 € / Monat

Insofern sind bei Stillstand der Anlage die Auswirkungen auf die Kosten direkt monatsabhängig. Ersatzweise kann im Modell für die 1,5-MW-Referenzanlage ein durchschnittlicher Ausfall von 700 € / Tag angesetzt werden, besser wäre jedoch eine differenziertere Betrachtung.

II.2.2 FMEA und Risikokennzahlen

Die FMEA „Failure Mode Effect Analysis“ (DIN 25448, EN 60812, ...) ist eine in vielen Industriezweigen unverzichtbar gewordene Methodik zur Bewertung von Fehlermöglichkeiten und deren Folgen.

Die folgende Abbildung zeigt die grundsätzliche Vorgehensweise bei der FMEA. Über die zu ermittelnde Risikoprioritätszahl (RPZ) können die prinzipiell möglichen System- oder Prozessfehler hinsichtlich Bedeutung, Auftretens- bzw. Entdeckungswahrscheinlichkeit bewertet werden.

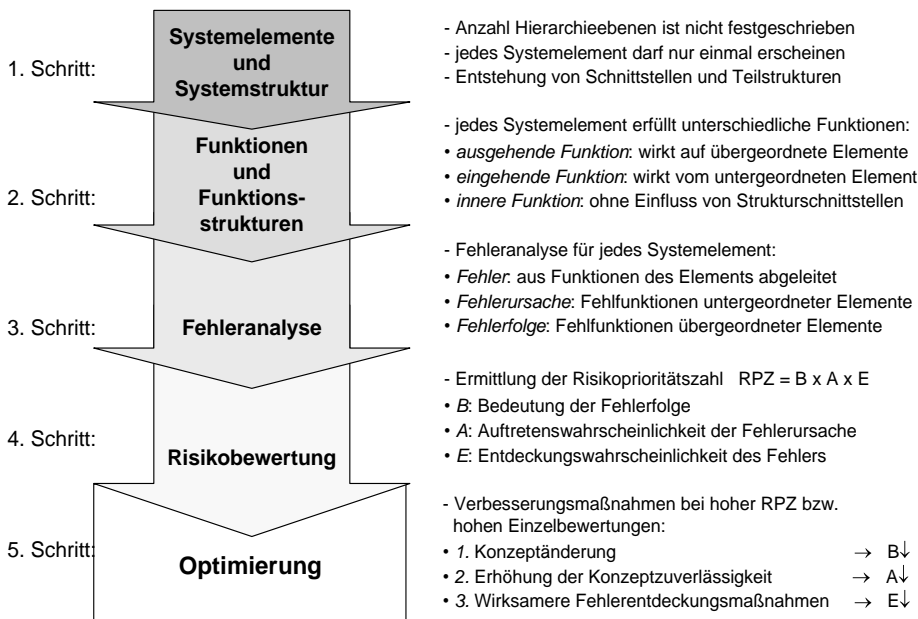


Abbildung 50: Arbeitsschritte bei der Durchführung einer FMEA

Im Mittelpunkt der Arbeiten im ersten Projektjahr des EVW-Projekts stand die FMEA für einen in Deutschland weit verbreiteten Anlagentyp. Zur Ermittlung der RPZ wurde ein windspezifischer Bewertungskatalog erarbeitet. Über die Auswertung der RPZ mittels Pareto-Analyse (Ranganalyse) konnten wesentliche Risiken innerhalb der WEA-Technik identifiziert werden, die bei der Instandhaltungsoptimierung besonders zu berücksichtigen sind. Außerdem wurden Fehlervermeidungsmaßnahmen definiert, die in Zukunft zur Senkung der Ausfallfolgekosten beitragen werden.

Vorgehensweise

Die FMEA (Fehler-Möglichkeit- und Einfluss-Analyse) ist ein Verfahren zur Risikoanalyse von Produkten und Prozessen. Dieses Verfahren beruht auf einer strengen Formalisierung zur Sicherstellung der Analysesystematik und Vollständigkeit. Das Betrachtungsobjekt wird dabei hinsichtlich potentieller Fehlermöglichkeiten, Risiken und möglicher Verbesserungen analysiert. Bei Bedarf erfolgt die Festlegung notwendiger Maßnahmen zur Optimierung.

Die Durchführung einer FMEA untergliedert sich konkret in folgende fünf Arbeitsschritte:

- Systemstrukturierung: Erkennen der Systemelemente und Aufstellen der Systemstruktur
- Funktionsanalyse: Definition der Funktionen der Systemelemente und Aufstellen der Funktionsstrukturen
- Fehleranalyse: Ableiten der Fehlfunktionen der Systemelemente und Aufstellen der Fehlernetze

- Risikobewertung: Festlegung der Fehlerbedeutung, Abschätzung der Auftretens- und Entdeckungswahrscheinlichkeit der Fehlerursache unter Berücksichtigung existierender Vermeidungs- und Entdeckungsmaßnahmen sowie Berechnung der Risikopriorität
- Optimierung: Definition von zusätzlichen Vermeidungs- und Entdeckungsmaßnahmen

Eine FMEA wird von interdisziplinären Arbeitsgruppen erstellt, die sich in der Regel aus Experten der Entwicklung, des Versuchs, der Qualitätssicherung, der Prozessplanung, des Einkaufs und des Service zusammensetzen.

Durch einen Moderator werden die FMEA-Teamsitzungen geleitet. Der Moderator stellt als Methodenspezialist eine formgerechte, effiziente und ergebnisorientierte Durchführung der FMEA sicher.

Eine FMEA soll normalerweise möglichst frühzeitig im Produktentwicklungsprozess durchgeführt oder zumindest begonnen werden, um bereits in diesem Stadium Konzeptschwächen zu identifizieren und so teure Fehlentscheidungen oder aufwendige Änderungen von vornherein zu vermeiden.

Bei der hier durchgeführten FMEA für einen ausgewählten WEA-Typ existiert das Betrachtungsobjekt bereits und befindet sich in hinreichend großer Anzahl im Einsatz, so dass konkrete Erfahrungen direkt aus dem Betriebseinsatz abgeleitet werden können. Ziel ist nicht vordergründig die Vermeidung von Fehlentwicklungen, obwohl gewonnene Erkenntnisse natürlich auch für zukünftige Konstruktionen von Interesse sind, sondern es geht vielmehr darum, eine solche Anlage systematisch zu strukturieren und alle vorliegenden Erkenntnisse nachvollziehbar zu dokumentieren und zu bewerten.

Die Einhaltung des FMEA-Standards wird durch die Verwendung der Software IQ-FMEA der Firma APIS Informationstechnologien GmbH in der Version 5.1 sichergestellt.

Untersuchungsgegenstand

Da sich die einzelnen WEA-Typen zum Teil deutlich voneinander unterscheiden, ist es nicht möglich, eine allgemeingültige FMEA zu erstellen. Jedoch können später bei Bedarf auf Basis einer ersten Analyse FMEAs für weitere Typen abgeleitet werden.

Als repräsentativer Untersuchungsgegenstand für die FMEA wurde ein weit verbreiteter Anlagentyp der 1,5-MW-Klasse ausgewählt.

Strukturierung

Die FMEA-Systemstruktur setzt eine hierarchische Gliederung des Untersuchungsgegenstandes voraus. Hierfür bieten sich sowohl funktional basierte als auch einbauortbezogene Strukturen an. Sinnvoll und aufwandsreduzierend ist es, wenn dabei auf bereits verwendete Strukturen für das zu analysierende System zurückgegriffen werden kann.

Aus diesem Grund ist es empfehlenswert, sich bei der Strukturierung der WEA am „Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP“ (Reference Designation System for Power Plants) zu orientieren. RDS-PP dient Kraftwerksanlagenbauern und -betreibern zur eindeutigen Bezeichnung und Identifizierung aller Komponenten. Das System kennzeichnet Anlagen, Anlagenteile und Geräte aller Kraftwerksarten nach Aufgabe, Art und Ort. Es wird für Planung, Genehmigung, Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Kraftwerken aller Art genutzt und lässt sich mit anderen Kennzeichensystemen kombinieren. Ein weiterer Aspekt ist die Vergleichbarkeit der Ergebnisse von Datenanalysen verschiedener Energieerzeugungsanlagen.

Für die Nutzung von RDS-PP bei Windenergieanlagen erfolgte eine entsprechende Anpassung des Kennzeichensystems nach folgender Methodik: Der Windpark, die Windenergieanlage und die Infrastruktur bilden die erste Ebene, die Systeme und Subsysteme der Anlage oder auch des Umspannwerkes die zweite Stufe. Dazu gehören unter anderem die Blattverstellung, der Triebstrang und das Windnachführungssystem. Komponenten wie das Getriebe oder die Pumpe werden in einer dritten Ebene gekennzeichnet:

	Gliederungsstufe 1		Gliederungsstufe 2		Zubehör
2. Windturbinensystem MD					
2.1	=MDA	Rotorsystem			
		=MDA10	Rotorblätter		
2.1.1		=MDA11	Rotorblatt A		
			MQ001	Rotorblatt A	Blattbolzen, aerodyn.Anbauteile Bladelocks, Plattform
			BS001	Schwingungssensor Blatt A	

Abbildung 51: Ausschnitt aus RDS-PP-Struktur für eine Windenergieanlage

Die Strukturierung der Beispielanlage nach RDS-PP deckt im praktischen Anwendungsfall der FMEA zum Teil noch kleinere Unzulänglichkeiten bei der Anwendung des Kennzeichnungssystems für Windenergieanlagen auf und trägt so zu einer erforderlichen Anpassung der Gliederung bei.

Nachfolgend wird in Abbildung 52 ein Überblick über die Struktur der gesamten Anlage auf oberster Ebene gegeben. Abbildung 53 zeigt am Beispiel des Windturbinensystems die Strukturierungstiefe der kompletten Analyse.

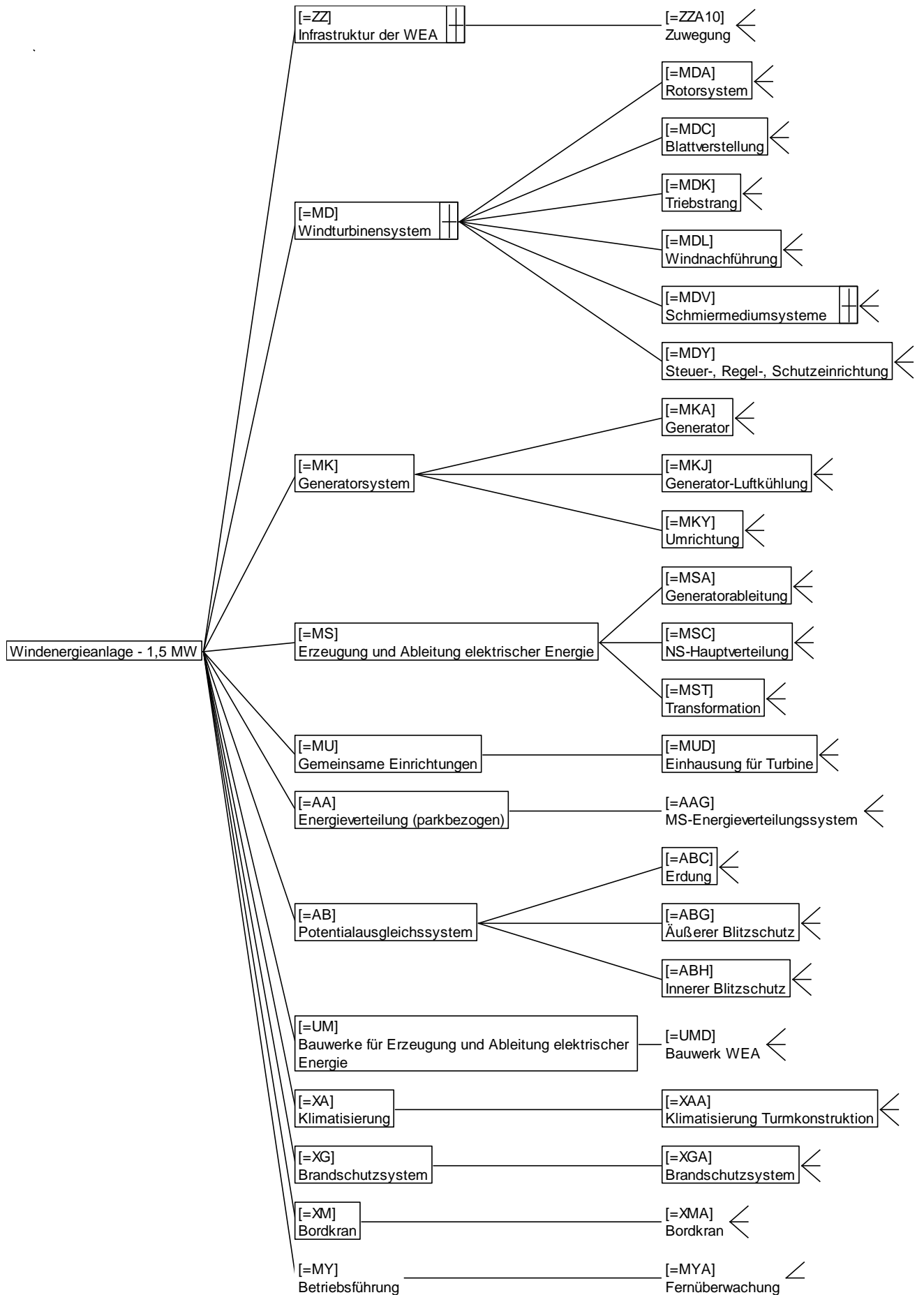


Abbildung 52: Überblick über die Anlagenstrukturierung gemäß RDS-PP

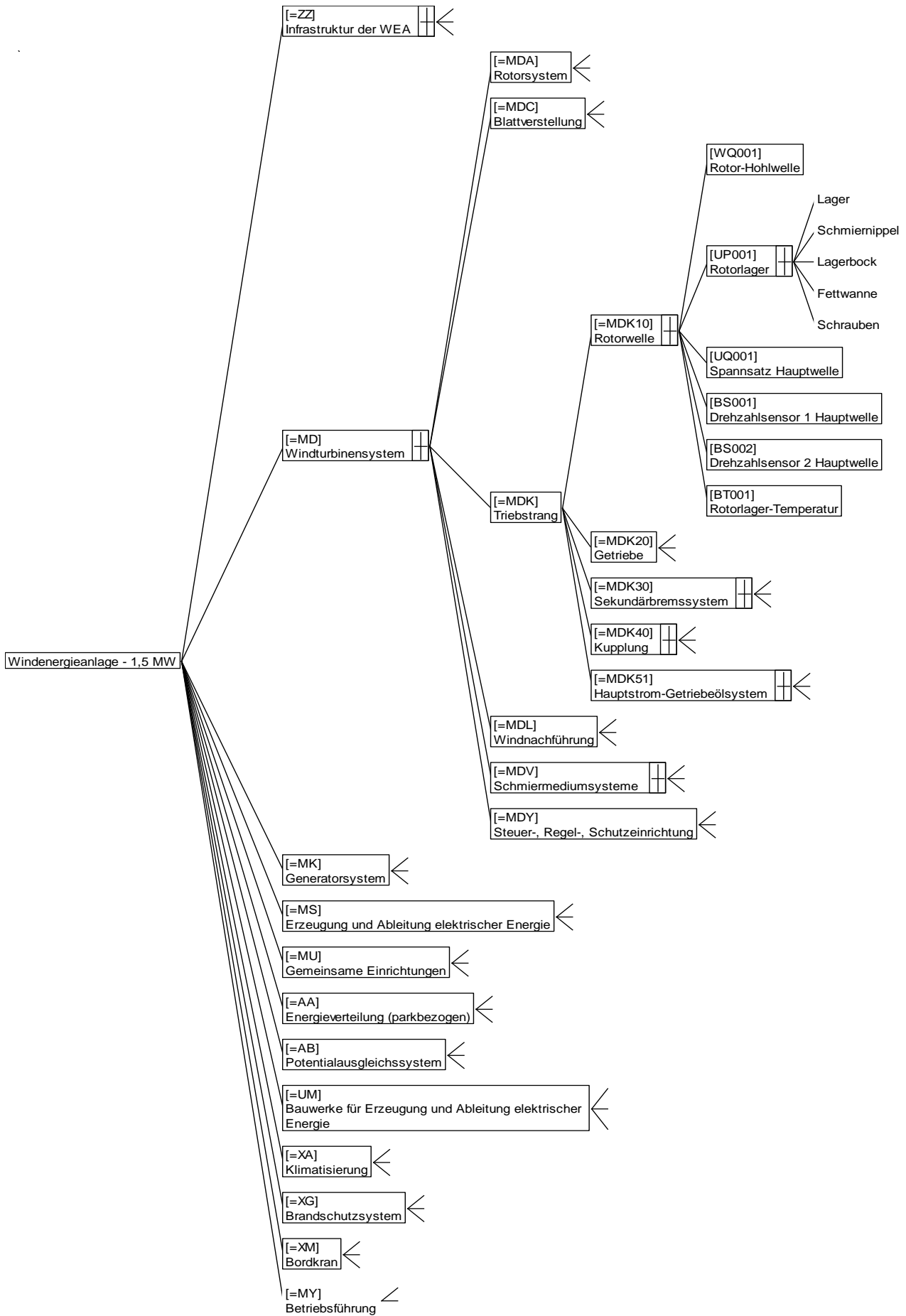


Abbildung 53: Strukturierungstiefe am Beispiel des Windturbinensystems

Funktionsanalyse

Nachdem die Systemstruktur aufgestellt wurde, gilt es im zweiten Schritt der FMEA, allen Strukturelementen in jeder Hierarchieebene die erforderlichen Funktionen zuzuweisen.

Jedes Systemelement hat bestimmte Funktionen bzw. Aufgaben zu erfüllen - mindestens eine, in den meistens Fällen jedoch mehrere. Die Grundlage der Aufgabenerfüllung auf Systemebene bilden in der Regel die Funktionen der in der Systemhierarchie untergeordneten Systemelemente. Die Auslegungsdaten bzw. Merkmale der Komponenten auf der untersten Hierarchiestufe sind ursächlich verantwortlich für die Funktionserfüllung auf den nächsthöheren Systemebenen.

Das Zusammenwirken der Funktionen auf den einzelnen Systemebenen spiegeln Funktionsnetze wider. Durch die Verknüpfung ergeben sich für jedes Systemelement ausgehende, eingehende und innere Funktionen:

Ausgehende Funktionen sind die Funktionen, die von einem Systemelement auf dessen übergeordnetes Systemelement oder über Schnittstellen auf Systemelemente anderer Teilstrukturen wirken.

Eingehende Funktionen sind Funktionen, die vom untergeordneten Systemelement oder über Schnittstellen auf das betrachtete Systemelement wirken.

Innere Funktionen sind die Funktionen des betrachteten Systemelements, die ohne die Überwindung von Strukturschnittstellen in Funktionsstrukturen dargestellt werden können.

Für das Gesamtsystem Windenergieanlage definiert die FMEA folgende Funktionen auf Systemebene (Top-Funktionen):

- Teileinheit des Windkraftwerkes - wirtschaftliche und störungsfreie Elektroenergieerzeugung
- Behörde/Auflagen
- Instandhaltbarkeit sicherstellen

Die funktionalen Zusammenhänge jeder Top-Funktion werden jeweils durch ein separates Funktionsnetz repräsentiert.

Fehleranalyse

In Abhängigkeit der definierten Funktionen erfolgt die Ableitung möglicher Fehlfunktionen für das betrachtete System. Jede Funktion bzw. jedes Merkmal bedingt eine oder auch mehrere Fehlfunktionen.

Die Fehlfunktionen jedes Elementes werden analog zum Funktionsnetz verknüpft. Dadurch ergeben sich die für die weitere FMEA-Betrachtung benötigten Fehler, Fehlerursachen und Fehlerfolgen:

Fehler eines Systemelements sind die aus den definierten Funktionen abgeleiteten Fehlfunktionen. Diese können eine komplette Nichterfüllung oder eine eingeschränkte Erfüllung einer Funktion darstellen.

Fehlerursachen sind die möglichen Fehlfunktionen der untergeordneten Systemelemente und der über Schnittstellen zugeordneten Systemelemente.

Fehlerfolgen sind die sich ergebenden Fehlfunktionen der übergeordneten Systemelemente und der über Schnittstellen zugeordneten Systemelemente.

Das komplette System als Element der obersten Hierarchiestufe besitzt innerhalb einer FMEA keine Fehlerfolgen.

Die drei Top-Funktionen des Betrachtungsgegenstandes Windenergieanlage rufen insgesamt 13 Top-Fehlfunktionen für das Gesamtsystem hervor. Durch Verknüpfung der Top-Fehlfunktionen mit den Fehlern auf den untergeordneten Systemebenen ergibt sich für jede Top-Fehlfunktion ein Fehlernetz.

Die nachfolgende Übersicht listet die definierten Funktionen (*grün* markiert) und die zugehörigen Fehlfunktionen (*rot* markiert) auf Systemebene Windenergieanlage auf:

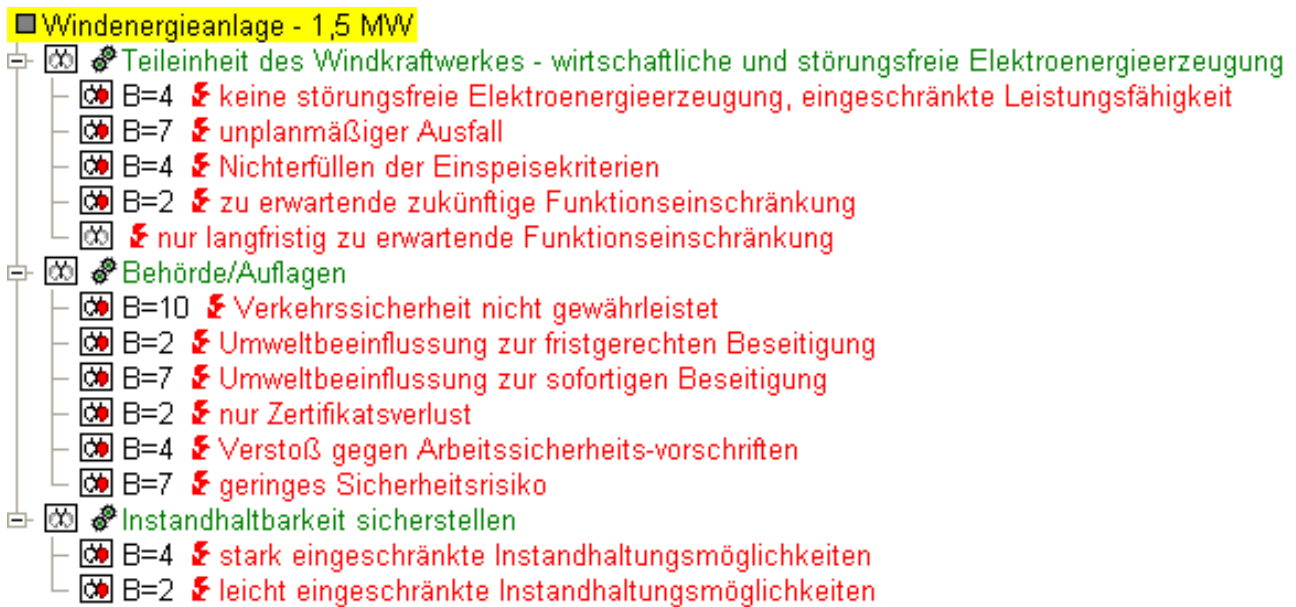


Abbildung 54: Top-Funktionen und Top-Fehlfunktionen auf Systemebene WEA

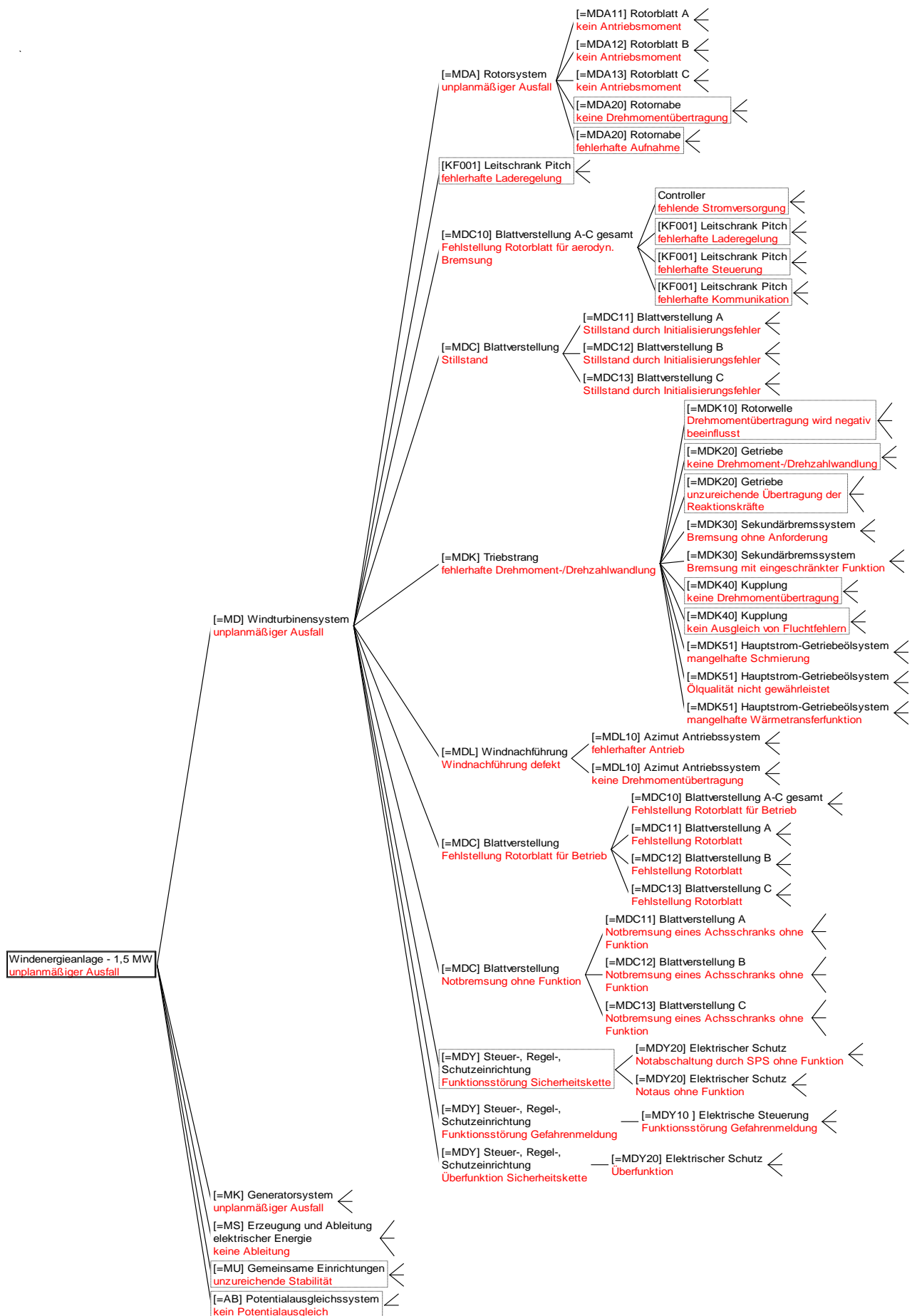


Abbildung 55: Ausschnitt aus dem Fehlernetz „unplanmäßiger Ausfall am Windturbinensystem“

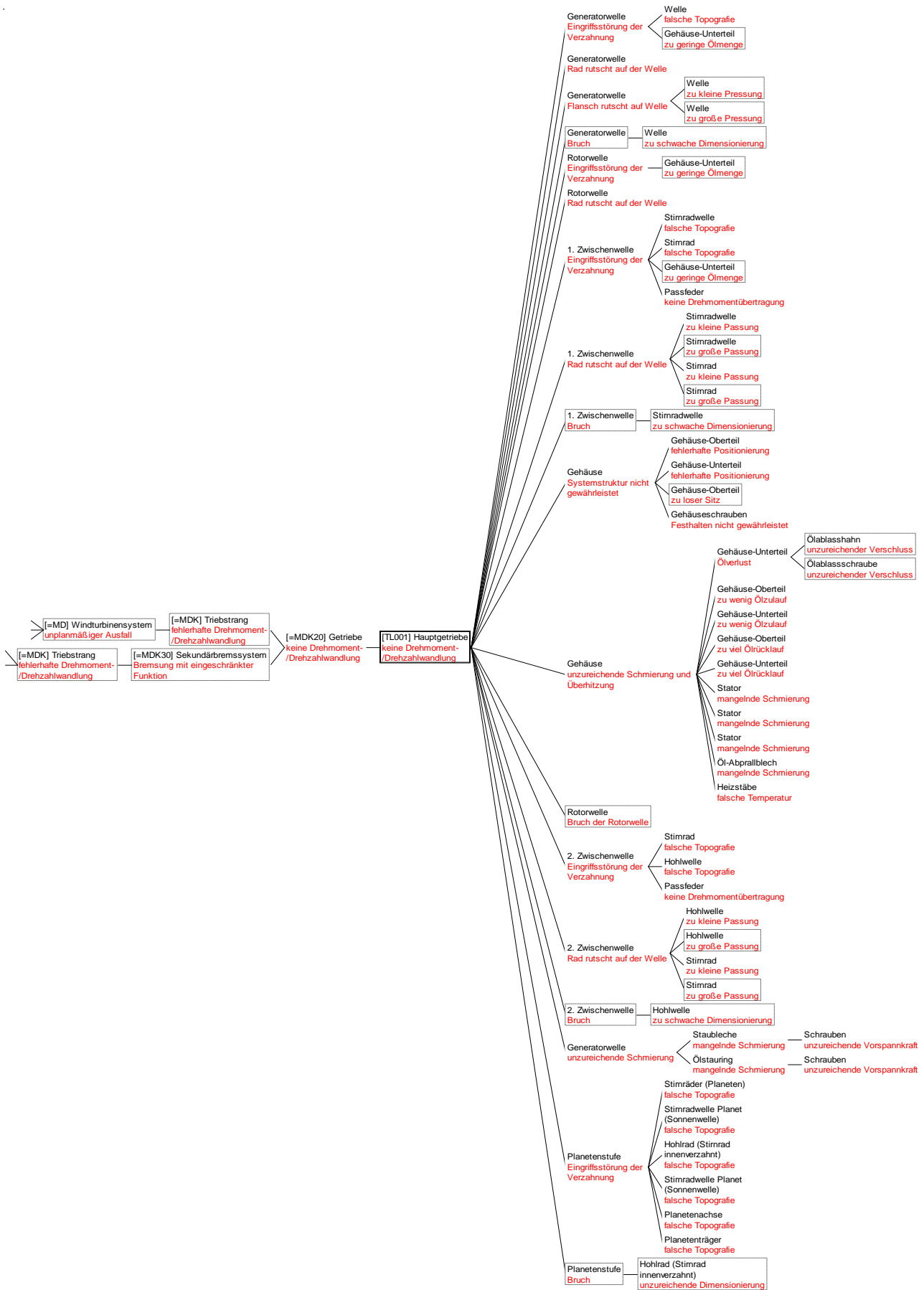


Abbildung 56: Strukturierungstiefe Fehlernetz am Beispiel „keine Drehmoment- bzw. Drehzahlwandlung am Hauptgetriebe“

Risikoeinschätzung in FMEA-Formblättern

Die Risikobewertung wird im FMEA-Formblatt durch Expertenschätzungen vorgenommen. Das Maß der Bewertung stellt die Risikoprioritätszahl (RPZ) dar, die sich aus drei Einzelfaktoren zusammensetzt:

- Faktor B: Bewertung der Bedeutung der Fehlerfolge
- Faktor A: Bewertung der Auftretenswahrscheinlichkeit der Fehlerursache
- Faktor E: Bewertung der Entdeckungswahrscheinlichkeit der Fehlerursache

Bei der Bewertung sind die im aktuell untersuchten Entwicklungs- und Planungsstand des Produktes bereits vorhandenen Vermeidungs- und Entdeckungsmaßnahmen mit berücksichtigt. Alle Bewertungsfaktoren sind ganzzahlig und können die Werte 1 (unkritisch) bis 10 (kritisch) annehmen.

Die Bewertung der Bedeutung einer Fehlerfolge betrachtet die Auswirkungen möglicher Fehler des Gesamtsystems auf den Kunden, Anwender bzw. Endverbraucher. Hohe Bewertungsfaktoren korrespondieren mit Sicherheitsrisiken oder der Nichterfüllung gesetzlicher Vorschriften. Eine niedrige Bewertungszahl für B wird vergeben, wenn die Fehlerfolge nur eine untergeordnete Bedeutung für den Nutzer hat.

Die Bewertung der Auftretenswahrscheinlichkeit einer Fehlerursache wird unter Berücksichtigung aller existierenden Vermeidungsmaßnahmen durchgeführt. Eine hohe A-Bewertung bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit des Auftretens der jeweils betrachteten Fehlerursache hoch ist. Je unwahrscheinlicher die Auftretenswahrscheinlichkeit eingeschätzt wird, desto geringer fällt die A-Bewertung aus.

Die Bewertung der Entdeckungswahrscheinlichkeit der betrachteten Fehlerursache erfolgt unter Berücksichtigung aller existierenden Entdeckungsmaßnahmen. Sind keine Entdeckungsmaßnahmen geplant, erfolgt die E-Bewertung mit einer hohen Bewertungszahl. Eine niedrige Bewertung wird vergeben, wenn eine betrachtete Fehlerursache durch die Summe aller Entdeckungsmaßnahmen sicher festgestellt werden kann.

Die Bewertung der vorliegenden FMEA orientiert sich an einem WEA-spezifischen Bewertungskatalog, der nachfolgend in Abbildung 57 dargestellt ist. Zur besseren Differenzierung der verschiedenen Fehlerkombinationen kommen dabei jeweils nicht alle möglichen Faktoren zwischen 1 und 10 zur Anwendung.

Die Abbildung 58 zeigt einen Ausschnitt aus einem Formblatt für das Rotorblatt A.

Kriterien für die Bewertungszahlen der System-FMEA Windenergieanlage		
Bewertungszahl Bedeutung B	Bewertungszahl Auftretenswahrscheinlichkeit A	Bewertungszahl Entdeckenswahrscheinlichkeit E
10 Sehr hoch: Verkehrssicherheit nicht gewährleistet; Totalschaden	10 Sehr hoch: Tritt bei mindestens 90% der bekannten Anlagen mehrmals innerhalb der erwarteten Lebensdauer ein.	# Sehr gering: Ist normalerweise nicht zu entdecken.
9	9	9
8	8	8 Gering: Wird in 60%-90% der Fälle nicht vor Eintritt des Folgeschadens entdeckt.
7 Hoch: Geringes Sicherheitsrisiko, unplanmäßiger Ausfall; Umweltbeeinflussung zur sofortigen Beseitigung	7 Hoch: Tritt bei 50% der bekannten Anlagen auf	7
6	6	6
5	5	5 Mäßig: Wird in 40%-60% der bekannten Fälle entdeckt
4 Mäßig: keine störungsfreie Elektroenergieerzeugung; eingeschränkte Leistungsfähigkeit; Nichterfüllung der Einspeisekriterien; stark eingeschränkte Instandhaltungsmöglichkeiten; Verstoß gegen Arbeitssicherheitsvorschriften	4 Mäßig: Ist bereits mehrfach an bekannten Anlagen aufgetreten	4
3	3	3 Hoch: Wird in 60% - 90% der Fälle vor Eintritt des Folgeschadens entdeckt.
2 Gering: Unter bestimmten Voraussetzungen zu erwartende Funktionseinschränkung (z.B. Bei Redundanz des betroffenen Bauteils); nur Zertifikatsverlust; Umweltbeeinflussung zur fristgerechten Beseitigung; leicht eingeschränkte Instandhaltungsmöglichkeiten	2 Gering: Wurde vereinzelt von anderen Anlagen berichtet	2
1 Sehr gering: Höchstens langfristig zu erwartende Funktionseinschränkung	1 Sehr gering: Bisher ist noch kein Fall belegt	1 Sehr hoch: Wird bei Einhalten der Service-Vorschriften regelmäßig rechtzeitig entdeckt.

Abbildung 57: WEA-spezifischer FMEA-Bewertungskatalog

				FMEA System				Nummer: 1.2.1.1 Seite:			
Typ/Modell/Fertigung/Charge: Struktur				Sachnummer:		Verantwortlich:		Erstellt: 25.04.2007			
				Maßnahmenstand:		Firma:					
FMEA/Systemelement: Rotorblatt A				Sachnummer: =MDA11		Verantwortlich:		Erstellt: 15.05.2007 Verändert: 05.01.2009			
				Maßnahmenstand:		Firma:					
Fehlerfolge	B	K	Fehlerart	Fehlerursache	Vermeidungsmaßnahme	A	Entdeckungsmaßnahme	E	RPZ	VT	
Systemelement: Rotorblatt A											
Funktion: Antriebsmoment erzeugen											
[Rotorsystem] unplanmäßiger Ausfall	7		kein Antriebsmoment	[Rotorblatt A] Strukturschaden	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	140		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] unplanmäßiger Ausfall	7			[Rotorblatt A] Bolzenbruch	Maßnahmenstand - Anfang: 04.07.2007	1		10	70		
[Rotorsystem] eingeschränkter Betrieb	4		unzureichendes Antriebsmoment	[Rotorblatt A] Risse, Beulen	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	80		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] keine störungsfreie Elektroenergieerzeugung, eingeschränkte Leistungsfähigkeit	4			[Rotorblatt A] Erosion	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	80		
				[Rotorblatt A] Eisansatz	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		1	16		
				[Rotorblatt A] Strukturschaden	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	80		
[Rotorsystem] eingeschränkter Betrieb	4		ungleichmäßiges Antriebsmoment	[Rotorblatt A] Eisansatz	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		1	16		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] keine störungsfreie Elektroenergieerzeugung, eingeschränkte Leistungsfähigkeit	4			[Rotorblatt A] Strukturschaden	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	80		
Funktion: Bremsmoment erzeugen											
[Rotorsystem] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10		kein Bremsmoment	[Rotorblatt A] Strukturschaden	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	200		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10			[Rotorblatt A] Bolzenbruch	Maßnahmenstand - Anfang: 04.07.2007	1		10	100		
[Rotorsystem] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10		unzureichendes Bremsmoment	[Rotorblatt A] Risse, Beulen	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	200		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10			[Rotorblatt A] Erosion	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	200		
				[Rotorblatt A] Eisansatz	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		1	40		
				[Rotorblatt A] Strukturschaden	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	200		
Funktion: mech. Stabilität gewährleisten											
[Rotorsystem] eingeschränkter Betrieb	4		unzureichende mech. Stabilität	[Rotorblatt A] Risse, Beulen	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	200		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] keine störungsfreie Elektroenergieerzeugung, eingeschränkte Leistungsfähigkeit	4			[Rotorblatt A] Erosion	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	200		
[Rotorsystem] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10			[Rotorblatt A] Strukturschaden	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		5	200		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10			[Rotorblatt A] Verschraubungsfehler	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	3		8	240		
					konstruktive Änderung (Austausch Blattbolzen durch taillierte)	1		8	80		
Funktion: Ausbalancieren des Rotors											
[Rotorsystem] eingeschränkter Betrieb	4		Unwucht (abweichende Blattmasse)	[Rotorblatt A] Wassereintritt	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		8	320		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] keine störungsfreie Elektroenergieerzeugung, eingeschränkte Leistungsfähigkeit	4			[Rotorblatt A] defekte Wuchtkammern	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	2		8	160		
[Rotorsystem] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10										
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10										
[Rotorsystem] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10		Eisansatz	Wetter,...	Maßnahmenstand - Anfang: 15.05.2007	4		1	40		
>> [Windenergieanlage - 1,5 MW] Verkehrssicherheit nicht gewährleistet	10										

Abbildung 58: FMEA-Formblatt für Systemelement „Rotorblatt A“

Pareto-Analyse

Die Pareto-Analyse gibt absteigend sortiert eine Häufigkeitsverteilung aller Fehlerkombinationen nach RPZ an, die zeigt, welchen Anteil eine Fehlerursache am Gesamtrisiko hat. Sie beruht auf dem Pareto-Prinzip, welches annimmt, dass 20% der Fehlerursachen 80% der Fehler bedingen. In der vorliegenden Analyse wird dieser Anteil von 177 Fehlerkombinationen mit mindestens einer RPZ von 112 oder höher gebildet.

Anhand der FMEA-Analyseergebnisse sind die folgenden TOP10 Teilsysteme der betrachteten WEA in der dargestellten Reihenfolge als besonders kritisch einzuschätzen:

Umrichterschrank netzseitig

- Rotorblatt A-C
- Generatorwelle
- Blattverstellung A-C
- Zwischenwelle
- MS-Transformator
- Umrichterschrank maschinenseitig
- Getriebeölrohr/Schlauchsystem
- Zwischenwelle
- Pitchantrieb A-C

Die vollständige FMEA umfasst im Anwendungsfall 676 Fehlerkombinationen. Nachfolgend ist die komplette Häufigkeitsverteilung der Pareto-Analyse als Grafik aufgeführt. Zusätzlich sind die Fehlerkombinationen mit den höchsten Risikobewertungen angegeben.

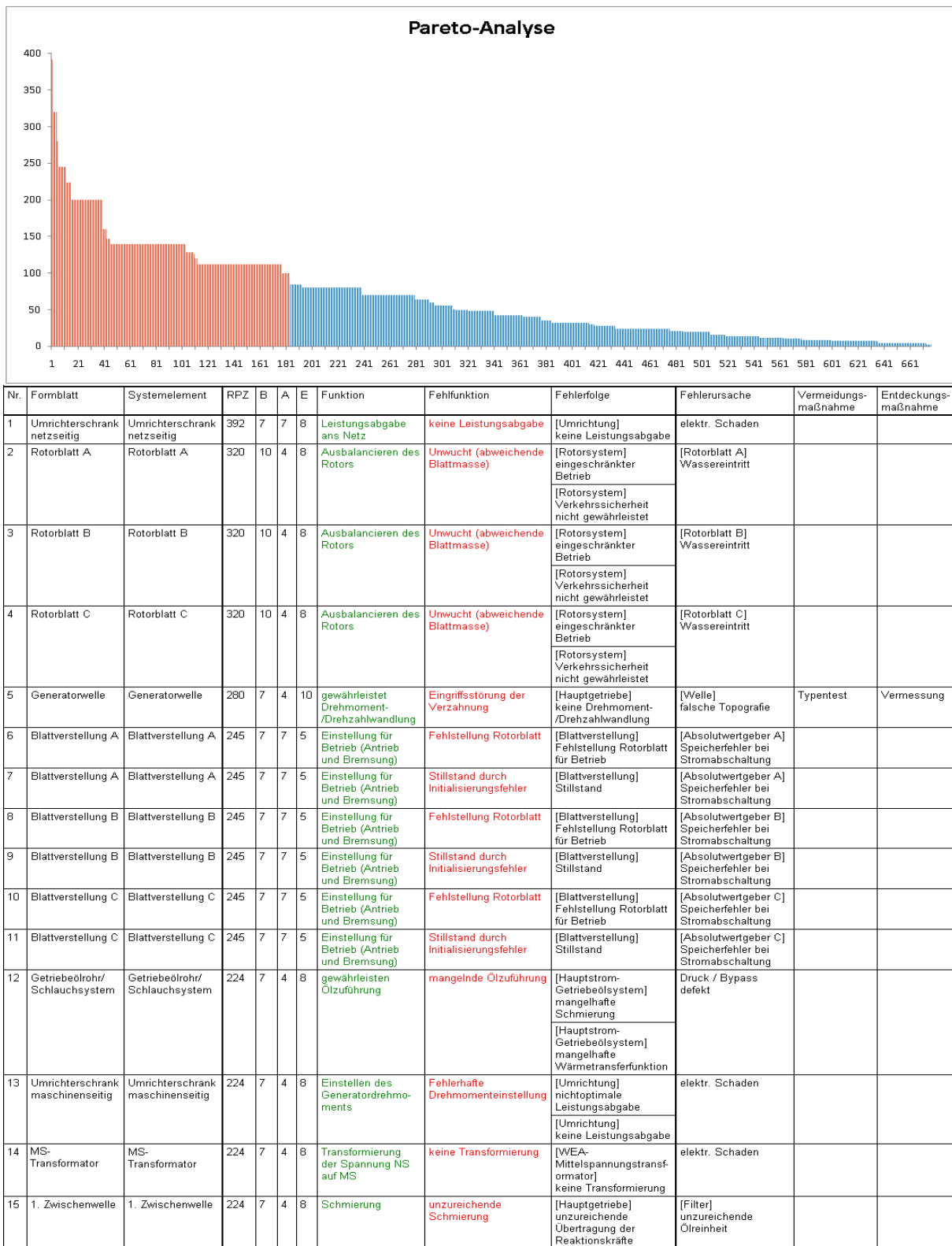


Abbildung 59: Pareto-Analyse und TOP15-Fehlerkombinationen

II.2.3 Restnutzungsdauerprognose und Zustandsorientierte Instandhaltung

Die Grundlage einer zustandsorientierten Instandhaltung ist das Erkennen von Eigenschaften der zu untersuchenden Betrachtungseinheit, wobei zwei Bedingungen erfüllt sein müssen:

- Die Eigenschaften müssen messbar sein
- Die Eigenschaften müssen in ihrer Gesamtheit in einem engen Zusammenhang zur Funktionseignung der Betrachtungseinheit stehen

Bemerkung:

Die Gesamtheit der aktuellen Eigenschaftsausprägungen wird auch als Zustand bezeichnet. Der Zusammenhang zwischen Zustand und Funktionseignung sollte quantitativer Natur sein. Oftmals wird die Funktionseignung als zweiwertig angesehen (intakt – defekt o.ä.)

In Verbindung mit der Restnutzungsdauerprognose ist von einem zweiwertigen Prozess der Funktionseignung auszugehen. Vorausgesetzt, dass die Betrachtungseinheit zum aktuellen Zeitpunkt intakt ist, interessiert man sich für die verbleibende Dauer bis zum Ausfall – das ist der Übergang von *intakt* zu *defekt*.

Diese als Restnutzungsdauer r bezeichnete Zeit ist normalerweise zufälliger Natur und hängt vom aktuellen Zustand z bzw. von der ganzen Zustandshistorie der Betrachtungseinheit und der weiteren Belastung u ab. Die Kunst der Restnutzungsdauerprognose besteht darin, eine Funktion $f(z,u)$ derart zu finden, dass die Abweichung $\varepsilon(u) = r - f(z,u)$ von z unabhängig ist und möglichst gering streut.

In den meisten Fällen kann ein solcher Zusammenhang nicht formuliert werden. Alternativ wird dann oftmals subjektiv ein Grenzzustand für z vorgeben. Ein Überschreiten oder auch Unterschreiten durch den zufälligen Zustandsprozess $Z(t)$ wird als Ausfall interpretiert. Übliche Methoden zur Modellierung des Zustandsprozesses $Z(t)$ sind Regression und Autoregression.

Condition Monitoring System (CMS)

Nicht nur die entlegenen Windkraftanlagen sprechen für ein CMS. Ein frühzeitiges Erkennen von Schadensentwicklungen ermöglicht auch das Eingreifen vor dem Entstehen von Folgeschäden. Dadurch könnten die Schadenshöhen wesentlich reduziert werden. Nicht zuletzt auf Druck der Versicherungen beginnt auch die Windenergiebranche, die Anlagen mit CMS auszurüsten. Eine Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von CMS in WEA wurde in Abstimmung mit der Versicherungsbranche erarbeitet. Die folgenden Ausführungen geben Auskunft über die in der Richtlinie geforderten Messeinrichtungen und Auswerteverfahren:

Messeinrichtungen

Es sind mindestens Hauptlager, Hauptgetriebe, Generator sowie Gondel mit Turm mittels CMS zu überwachen.

Es werden für die Überwachung von Hauptlager, Hauptgetriebe und Generator mindestens sechs Beschleunigungssensoren mit einem Frequenzbereich von 0,1 Hz - 10 kHz und für Gondel mit Turm je ein Beschleunigungssensor in axialer Richtung (in Windrichtung) sowie quer dazu mit einem Frequenzbereich von 0,1 Hz - 100 Hz benötigt.

Weiterhin sind folgende Betriebsparameter - soweit zutreffend und erforderlich - aufzunehmen:

- Windrichtung
- Außenlufttemperatur
- Gondeltemperatur

- Lagertemperaturen
- Generatorwicklungstemperatur
- Öltemperaturen und -drücke
- Meldungen zu Steuereingriffen (z.B. aktive Windrichtungsnachführung)

Auswertungsmethoden

- Für die Analyse von Wälzlagern sind Hüllkurvenspektren (HKS), frequenzselektierte Kennwerte aus dem HKS sowie breitbandige Kennwerte zu benutzen.
- Für die Auswertung der Messwerte der Verzahnungen sind neben HKS auch Amplitudenspektren sowie frequenzselektierte Kennwerte aus diesen heranzuziehen.
- Bei den Gondel-, Turm- bzw. sonstigen Maschinenschwingungen sind breitbandige Kennwerte, Amplitudenspektren sowie frequenzselektierte Kennwerte aus diesen zu berücksichtigen.
- Drehzahlschwankungen sind durch geeignete Verfahren wie z.B. Ordnungsanalyse zu berücksichtigen.
- Für eine aussagefähige Trendanalyse werden mindestens die Messdaten von einem Jahr benötigt.

Unterstützung durch WEA-Hersteller

- detaillierte technische Dokumentation der WEA, z.B. Getriebe: Bauart, Zahneingriffsfrequenz, Bezeichnung sämtlicher Lager, Hauptlager, relevante Eigen- und Erregerfrequenzen.
- alle Signale von den benötigten Betriebsmessgrößen, die für das CMS erforderlich sind (z.B. Drehzahl, Leistung, Öltemperatur).
- Beim Austausch von überwachten Komponenten der WEA sind der Überwachungsstelle die notwendigen Komponentenangaben zu übermitteln.

Diagnoseverfahren Schwingungsanalyse für Condition Monitoring

Die Schwingungsanalyse ist die am Häufigsten eingesetzte Methode. Die Bewegung und der Kontakt von Maschinenelementen erzeugt Schwingungen, die über Schwingungspfade zu den Beschleunigungssensoren gelangen. Diese messen die mit der Schwingung einhergehende Bewegung in einer Richtung (bei einachsigen Sensoren). Ob es sich dabei um eine Beschleunigungs-, Geschwindigkeits- oder Wegmessung handelt ist unwesentlich, da man die drei Signalvarianten ineinander umrechnen kann. Dagegen ist die Anbringung des Beschleunigungssensors (und damit die Auswahl des Pfades und der Bewegungsrichtung) durchaus von Bedeutung für das gemessene Signal. Diesen Sachverhalt sollte man beachten, wenn man Signale miteinander vergleicht bzw. überhaupt interpretieren möchte

Wesentliche äußere Bedingungen, die Einfluss auf das Messergebnis haben können, sind:

- Beschaffenheit des betrachteten und der umgebenden Objekte
 - Beschaffenheit (Geometrie, Material) des schwingungsentsendenden Objektes (z.B. Zahnanzahl eines Stirnrades)
 - Beschaffenheit der erregten und schwingungsleitenden Objekte (z.B. Gehäuse des Getriebes)
- Belastung des betrachteten Objektes (Leistungsklasse des Windrades, ausgeschöpfte Leistungsfähigkeit, Windstärke, Windspitzen, ...)
- Rahmenbedingungen
 - Temperatur
 - Luftfeuchtigkeit
- Messtechnik

Abhängig vom jeweils betrachteten Schaden könnte und sollte man auf die Einbeziehung der einen oder anderen Bedingung verzichten. Schließlich ist eine adäquate Beschreibung aus Gründen des Mess- und Modellierungsaufwandes sowieso nicht möglich (Individualität einer WEA, Temperaturkurve, spezieller Verlauf der Luftfeuchtigkeit, ...). Daher sollte man die Messreihe als stochastischen Prozess auffassen, der sich als Summe aus einem anhand der Haupteinflussfaktoren berechenbaren Grundverlauf (beschrieben durch ein mathematisches Modell) und einem Rauschen zusammensetzt.

Neben der Eignung und Leistungsfähigkeit sind auch der Kostenfaktor und die Akzeptanz der Diagnoseverfahren entscheidend. Neben der Schwingungsanalyse werden die optische und die induktive Partikelzählung sowie die optische Steifigkeitsmessung für Rotorblätter eingesetzt. Im Rahmen der Prognosen sind jene Verfahren bedeutsam, die durch Daten gestützt werden können, womit eine Regressions- bzw. Autoregressionsmodellierung erst möglich wird.

Diagnoseverfahren für Rotorblätter und Getriebe

In diesem Abschnitt wird eine Reihe von Diagnoseverfahren kurz angesprochen, die zur Feststellung von Schäden an den Rotorblättern und am Getriebe einsetzbar wären. Auf eine weiterführende Diskussion wird an dieser Stelle verzichtet.

Eisansatz oder Verschmutzung an den Rotorblättern führt zur Betriebsbeeinträchtigung und hat eine verringerte Leistung zur Folge. Die Leistungsverschiebung wird als Differenz zwischen aktueller Leistung und einem Referenzwert gemessen. Zu berücksichtigen sind die Windgeschwindigkeit und entsprechend Norm auch Temperatur und Luftdruck.

Mit Hilfe von Referenzmessungen werden Toleranzgrenzen ermittelt. Liegt der aktuelle Wert einer Anlage außerhalb der Toleranzgrenzen, wird eine Alarmmeldung erzeugt.

Bemerkung: Trendprognosen dürften im Allgemeinen sehr schwierig sein. Man würde Temperatur-, Feuchtigkeits-, Wind-, Niederschlags- und Insektenflugprognosen benötigen, müsste die Geschwindigkeit und Beschaffenheit der Rotorblätter berücksichtigen und schließlich eine treffsichere Berechnungsvorschrift für die Trendprognose finden.

Verunreinigung und Abnutzung an Lagern führen zu Unebenheiten an Lagerschalen und Wälzkörpern. Mit Körperschallsensoren können charakteristische Signalpegel aufgenommen werden. Die Fehlererkennung erfolgt anhand der Kennwerte BCU und Crest-Faktor. Das Erreichen bestimmter Schwellenwerte führt zur Alarmierung.

Bemerkung: Die direkte Anwendung einer Alarmgrenze auf den Crest-Faktor scheint nicht sinnvoll. Als aussagekräftiger wird der Gradient des Crest-Faktors eingeschätzt.

Massenunwucht bzw. aerodynamische Asymmetrie der Rotorblätter führen zu Biege- und Torsionsschwingungen des Turms. Diese können mit Beschleunigungssensoren gemessen werden

- Biegung in Richtung der Rotorachse: Sensor 1
- Biegung transversal zur Rotorachse: Sensor 2 und 3
- Turmtorsion: Differenz Messwerte Sensor 2 und 3

Das Ausmaß einer Massenunwucht ist erkennbar am komplexen Spektrum der Rotordrehfrequenz.

Zum Steifigkeitsverlust der Rotorblätter: Die Alterung von Rotorblättern ist über die Auslenkung der Blätter durch die Windlasten messbar. Mit einem CMS-System werden sowohl allmähliche als auch rasch auftretende Änderungen und Anomalien im Verhalten des Rotors erkannt.

Zu den *Getriebefehlern allgemein*: Durch rotorische oder translatorische Vorgänge werden Bewegungen von Maschinen und ihrer Bauteile erzeugt. Jede Maschine schwingt. Jede Komponente im Schwingungsspektrum kann einer bestimmten Schwingungsquelle in der Maschine zugeordnet werden. Eine zufriedenstellend laufende Maschine besitzt ein stabiles Frequenzspektrum (Signatur).

Verschleißprodukte werden aus Schmieröl oder anderen flüssigen Arbeitsmedien herausgefiltert oder zentrifugiert. Anschließend erfolgt eine quantitative Untersuchung des selektierten Materials. Folgende Szenarien sind möglich:

- Auffangen großer magnetischer Verschleißprodukte im Öl oder anderen flüssigen Arbeitsmedien durch Magneten, anschließend quantitative Untersuchung
- Entnahme einer Ölprobe und anschließende Ferrografie
- spektrografische Untersuchung kleiner Teilchen des Schmier- oder Arbeitsmediums nach der Verbrennung (Ölspektralanalyse)
- laufende Teilchenzählung im Schmier- oder Arbeitsmedium
- Temperaturpunktmessung durch Thermopaare u.a. an Gleitlagern (Thermometrie)
- Analyse von mit der Funktion einer Maschine verbundenen Schwingungen und Geräuschen (Schwingungs- und Luftschallmessung)
- Erzeugung akustischer Wellen als natürliche Entwicklung von Mikroschädigungen (Akustische Emission)

Schmierungsverlust und Lagerschäden führen zum Ansteigen des Lärmpegels, welcher über eine Geräuschüberwachung z.B. durch Luftschallmessung mit Mikrofon aufgezeichnet wird. Bei geringem Störpegel ermöglicht die Frequenzanalyse eine Zustandsdiagnose. Meist aber sind die Störpegel zu hoch.

Ein Lagerdefekt führt auch zu Schwingbeschleunigungen über 10 g, wogegen nicht geschädigte Wälzlager Schwingbeschleunigungen um 1 g verursachen. Eine breite industrielle Anwendung dieses Effektes ist wegen der Möglichkeit von Fremdeinflüssen oder der ungenügenden Klassifizierung der Schädigung nicht zu erwarten. Für den Effektivwert der Schwingbeschleunigung als über einen Zeitraum quadratisch gemittelten Wert gibt es Richtwerte im Zusammenhang mit dem Lagerzustand und der Restnutzungsdauer

Ein Lagerdefekt führt auch zu Stößen, die die Lagerbauteile zu Eigenschwingungen anregen. Die Aufnahme der Schwingungen erfolgt mit Körperschallaufnehmern (piezoelektrisch). Aber: Die Auswertung der Amplituden der Eigenschwingungen als Maß für den Schädigungszustand hat sich nicht bewährt!

Folgende Diagnosemethoden sind weiterhin möglich:

- Stoßimpulsmethode: Von einem perfekt montierten und gut geschmierten Wälzlager geht ein Stoßimpulsniveau aus, das abhängig von Drehzahl und Durchmesser ist. Die Differenz zum tatsächlich gemessenen Stoßimpuls charakterisiert den Lagerzustand. Der Diagnoseerfolg liegt bei über 90%.
- Impulsdichteanalyse: Fertigungsungenauigkeiten, Fremdstoffpartikel, Schädigungen verursachen auch Ultraschallschwingungen. Die Schwingungen werden in Form von Frequenzhäufigkeiten aufgenommen, wobei die Analyse höherfrequenter Schwingungen erfolgversprechender ist.
- Temperaturüberwachung: Schädigungen führen zu erhöhter Reibungswärme, diese fließt über Schmierstoff nach außen ab, was analysiert werden kann. Die Betrachtung von Temperaturdifferenzen scheint erfolgversprechender.

II.2.4 Verfügbarkeitskennzahlen in der Windbranche

Verschiedene branchenbezogene oder –übergreifende Standards bzw. Normen regeln Begriffe wie Instandhaltung, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit für Anlagen (zum Begriff Instandhaltung: siehe z.B. DIN 31051, Zuverlässigkeit Gasturbinen: siehe ISO 3977 usw.).

Für Windenergieanlagen ist die Berechnung von Verfügbarkeitskennzahlen in der Praxis auf Grund der Besonderheiten der Windbranche schwieriger als anderswo, insbesondere wegen der Planungsschwierigkeiten bei den Faktoren Wind und Instandhaltung.

Nicht immer können in den Erneuerbaren Energien insgesamt bewährte Richtlinien und Empfehlungen aus der allgemeinen Energieversorgung 1:1 angewendet werden.

Oftmals wird auch dort von Verfügbarkeiten gesprochen, wo Begriffe wie Nutzungs- oder Auslastungsgrad (Ratio) geeigneter wären. Es sind zudem sehr viele verschiedene Interpretationen für die Verfügbarkeit denkbar! VDI-Richtlinie 3423 gibt z.B. vor, eventuelle Zeiten mit Leistungsreduktion auf die Stillstandzeiten anteilig zu verrechnen, was in der Praxis regelmäßig schwierig werden dürfte. Auch der Begriff „Belegungszeit“ lässt Raum für Interpretationen.

Verfügbarkeit nach IEC TS 61400-26-1 (Draft) „Time-based availability for wind turbines“

Für Windenergieanlagen ist die Norm IEC TS 61400-26-1 in Arbeit. Dabei wird versucht, möglichst allgemein vorzugehen. Entsprechend IEC 762/ISO 3977 wird die Systemverfügbarkeit so definiert, dass die Wahrscheinlichkeit, mit der Strom erzeugt werden könnte, approximiert ist:

$$\text{Systemverfügbarkeit} = \frac{\text{Zeit der Stromerzeugung} + \text{Reparaturzeiten}}{\text{Betrachtungszeitraum}}$$

Darauf Bezug nehmend sind in der Windbranche und je nach Interessenlage der Beteiligten für die zukünftige Norm verschiedene Ansätze im Gespräch:

$$\text{WEA-Verfügbarkeit (1)} = 1 - \frac{\text{Reparaturzeiten}}{\text{Betrachtungszeitraum}} \quad (\text{technisch, aus Sicht des Herstellers})$$

oder

$$\text{WEA-Verfügbarkeit (2)} = 1 - \frac{\text{Reparaturzeiten} + \text{Schwachwindzeiten} + \text{kein Netz}}{\text{Betrachtungszeitraum}} \quad (\text{energetisch})$$

Eine geplante Verfügbarkeit wird allgemein immer dann nicht mehr erreicht werden, wenn Zufallerscheinungen die Oberhand über planerisches Geschick gewinnen. Zum einen ist natürlich das Windaufkommen nicht beeinflussbar, zum anderen ist auch die Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten nach Inbetriebnahme der Anlage nur noch bedingt zu steuern.

<u>Beispiel:</u>	Betrachtungszeitraum: 4 Wochen
1. Woche	Stromerzeugung
2. Woche	Getriebewechsel: Diagnose, Service, Wartezeiten
3. Woche	Zwangsabschaltung (kein Wind)
4. Woche	Abschaltung wegen Netzproblemen
danach	Wiederaufnahme der Stromproduktion

Aus Sicht des Herstellers: (technische) Verfügbarkeit = $\frac{3}{4}$ (1 Woche Getriebewechsel)

Aus Sicht des Betreibers: (energetische) Verfügbarkeit = $\frac{1}{4}$ (1 Woche Stromproduktion)

Verfügbarkeit in der Zuverlässigkeitstheorie

Die Zuverlässigkeitstheorie verwendet den Begriff „Verfügbarkeit“ wahrscheinlichkeitsbehaftet, und zwar für insgesamt drei Betrachtungsweisen:

- asymptotisch für einen Zeitpunkt: Verfügbarkeitskoeffizient oder Dauerverfügbarkeit
- direkt für einen Zeitpunkt: Momentanverfügbarkeit
- für einen Zeitraum: Intervallverfügbarkeit als Durchschnitt von Momentanverfügbarkeiten

Ausgangspunkt für die Berechnung von Verfügbarkeiten, die selbst Wahrscheinlichkeiten sind, ist der einfache und der alternierende Erneuerungsprozess.

Der **Verfügbarkeitskoeffizient** eines technischen Systems gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit das System zu einem Zeitpunkt, der weit genug vom Anfangszeitpunkt des Prozesses entfernt ist, funktionsfähig ist. Er ist somit eine Kennzahl des Systems.

Modernere statistische Methoden erlauben es, bei Kenntnis des Zuverlässigkeitsverhaltens der Systeme bzw. ihrer Komponenten die Wahrscheinlichkeiten der Funktionsfähigkeit für beliebige Zeitpunkte oder -intervalle, also die **Momentan- oder Intervallverfügbarkeit**, zu schätzen.

Die von der Reparaturdauer unabhängige Intervallverfügbarkeit bildet dabei folgendes Szenario ab: Eine Komponente arbeitet bis zu einem festen Zeitpunkt t (Analysetag, Alter) und wird augenblicklich „wie neu“ repariert oder ersetzt. Intervallverfügbarkeit ist die Wahrscheinlichkeit, mit der die Komponente in einem Prognoseintervall (ab Zeitpunkt t genau x Einheiten) ohne Unterbrechung ausfallfrei arbeitet. Dieses Szenario ist vor allem bedeutsam für den Prognosezeitraum „windreiches Winterhalbjahr“.

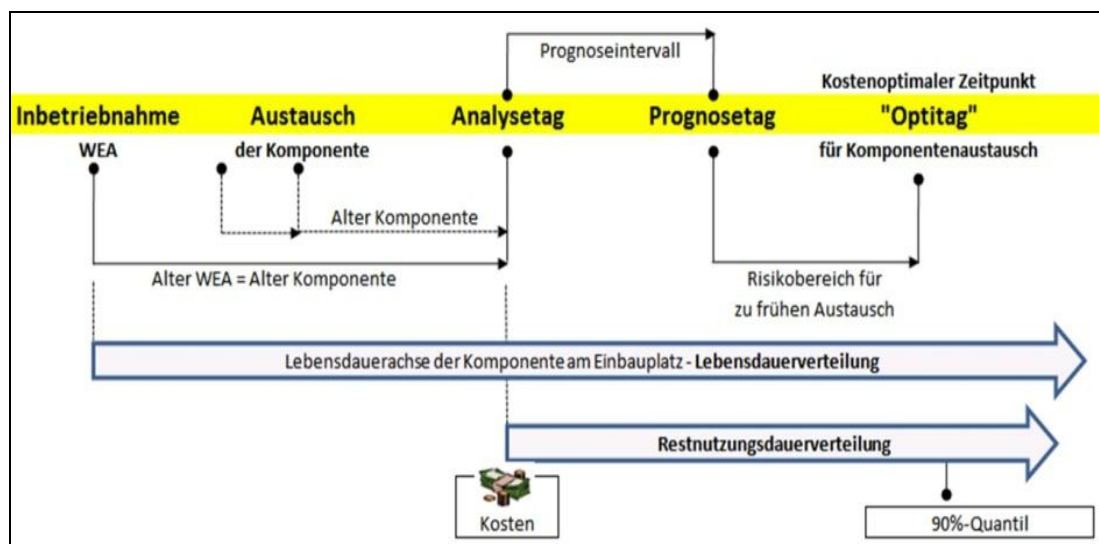


Abbildung 60: Zeitschiene für die Anlagennutzung

„Verfügbarkeit von Maschinen und Anlagen, Begriffe, Definitionen, Zeiterfassung und Berechnung“ nach VDI 3423

Die Kennzahlen der VDI 3423 sind stark fokussiert auf die Messung der internen Leistung und Produktivität, sind also eher auf Eigentümer oder Betreiber zugeschnitten.

Nach VDI 3423 ist der **Betrachtungszeitraum** z.B. ein Kalenderjahr oder ein Monat. Er unterteilt sich in Nutzungs- und Stillstandzeiten.

In der **Nutzungszeit** produziert die Anlage, während der **Stillstandzeit** produziert sie nicht. Kann nur mit eingeschränkter Leistung produziert werden, ist dies lt. Richtlinie VDI 3423 bei der Stillstandzeit anteilig zu berücksichtigen.

Bei z.B. 20% Leistungsreduktion müssten also 20% des Zeitanteils für die Leistungsreduktion von der Nutzungs- in die Stillstandzeit wandern. Der Stillstand wird dabei einerseits durch

Instandhaltungsmaßnahmen verursacht wie

- unmittelbarer IH-Aufwand in Stunden (Reparaturen, Wartung, Fehlersuche)
- Wartezeiten auf Serviceteams, Lieferfristen für Ersatzteile, ... ,

oder ist auf von Anlage und Instandhaltung unabhängige Gründe zurück zu führen

- Netzstörungen, Gutachtertätigkeit an der Anlage, ...
- kein Wind (theoretisch könnte aber produziert werden).

Ganz allgemein gilt für die Verfügbarkeit **V** einer technischen Komponente

$$V = \frac{\text{Zeitanteil mit voller Funktionsfähigkeit}}{\text{betrachteter Zeitraum}}$$

Es spielen sowohl Länge als auch Lage des betrachteten Zeitraums eine Rolle.

Zeitabschnitte mit Ertragsverlust

Gegeben sei ein Betrachtungsintervall (Gesamtzeitraum), dass sich unabhängig von der Wind-situation in Nutzungszeit (uptime: Arbeitsphase 1) und Nicht-Nutzungszeit (downtime: Still-standphase: 2-5) unterteilen lässt.

Gesamtzeitraum				
Arbeitsphase	Stillstandsphase			
1	2	3	4	5
	unabhängig von Anlage	unabhängig von Anlage	abhängig von Anlage <i>planmäßig</i>	abhängig von Anlage <i>außerplanmäßig</i>
	kein Wind	Abschaltung Operator zu starker Wind Netzprobleme	Wartung / Instandhaltung	Ausfall Komponente

Abbildung 61: Stillstand- und Arbeitsphasen von WEA

In der Stillstandphase kann die Anlage aus internen oder externen Gründen

- planmäßig abgeschaltet sein wegen:
Wartung/Inspektion und geplanter Reparaturen, Begehungen (für Gutachten ...)
- außerplanmäßig abgeschaltet sein wegen:
Ausfall einer Komponente, technische Störung, Netzprobleme, starker Wind, kein Wind, Zwangsabschaltung (SCADA-dokumentiert), sonstige Gründe

Energetische Verfügbarkeit

Maß aller Dinge für einen effizienten Anlagenbetrieb sind Angaben zu erzielten Erlösen und den Gründen für Ertragsausfälle. Diese Angaben sind in der Regel in Kalenderzeiten:

- Abschaltung von ... bis
- Einsatz Monteur von ... bis
- Störung von ... bis

Auch Windprognosen, Ersatzteilplanungen oder zukünftige Serviceeinsätze wird man nicht unbedingt an erreichten kWh messen (können), sondern in kalenderzeitliche Rahmen fassen.

An Hand von Anlagen- und Umgebungsinformationen für Referenzanlagen können allen Zeitintervallen jeweils fiktive Referenzerträge tag- und stundengenau als Ertragsausfälle [kWh] zugeordnet werden.

Damit ist die Grundlage gegeben für eine am erreichten und entgangenen Ertrag [kWh] orientierte Kenngröße – die energetische Verfügbarkeit

$$V_E = \frac{\text{tatsächlicher Ertrag}}{\text{tatsächlicher Ertrag} + \text{entgangener Ertrag}}$$

Vorteil: stabile Aussagen zur Wirtschaftlichkeit über einen längeren Zeitraum hinweg

Vergleichbarkeit mit den Ertragsprognosen

Nachteil: Kennzahl enthält Summation unterschiedlichster Effekte

Starke Abhängigkeit von der Qualität der Referenzwerte

Technische Verfügbarkeit / Technischer Nutzungsgrad

Die technische Verfügbarkeit bzw. der technische Nutzungsgrad

$$V_T = 1 - \frac{\text{Technische Ausfallzeit}}{\text{Belegungszeit}}$$

ist der Anteil der Belegungszeit im Betrachtungszeitraum, in welchem die Anlage *ohne technischen Mangel* zur Verfügung steht. Diese Werte sind dem Betreiber am Ende des Betrachtungszeitraums konkret bekannt.

Für eine analoge Planung nimmt man Zuverlässigkeitskennwerte für das Ausfallverhalten wie MTBF (Mean Time Between Failure) und die durchschnittliche Instandsetzungszeit MTTR (Mean Time To Repair) für die eingangs erwähnte Dauerverfügbarkeit

$$V_T = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} .$$

Denkbar wäre natürlich – wie in vielen Monats- und Jahresberichten der Betreiber implementiert - auch eine Technische Verfügbarkeit, die sich auf die Nutzungszeit oder gar den Berichtszeitraum bezieht.

Operationale Verfügbarkeit

Diese Kenngröße berücksichtigt neben Produktions- und Instandhaltungszeiten die Stillstandzeiten für Wartung oder Inspektionen bzw. für Wartezeiten ohne Personaleinsatz (z.B. für Beschaffung). Sie stellt eine Kenngröße dar, die unabhängig von differenzierten Ursachen die tatsächliche Leistungsbereitschaft der Anlage beschreibt. Aus statistischer Sicht handelt es sich um die Intervallverfügbarkeit.

Mit den Zuverlässigkeitskennwerten **Mean Uptime** (=Intervallverfügbarkeit * Betrachtungszeitraum) und **Mean Downtime** (durchschnittliche Reparatur- und Wartungszeiten) wird die operationale Verfügbarkeit ermittelt aus

$$V_T = \frac{\text{Mean Uptime}}{\text{Mean Uptime} + \text{Mean Downtime}} .$$

Beispiel Verfügbarkeitsberechnung

Es sei angenommen, dass für eine fiktive Komponente, die unter normalen Betriebsbedingungen (Stressfaktor 1,0) ein Alter von 1.800 Tagen erreicht hat (das entspricht ca. 5 Jahren), hinreichende statistisch validierte Angaben zur Zuverlässigkeit vorliegen:

Weibull-Verteilung [4,6; 2.520 Tage = 7 Jahre] als Angaben zur Lebensdauer in Tagen.

Die Grafik der eigentlichen Verteilung zeigt, dass im Bereich nahe dem Komponentenalter das Ausfallgeschehen und mithin die Reparaturhäufigkeit auffälliger wird:

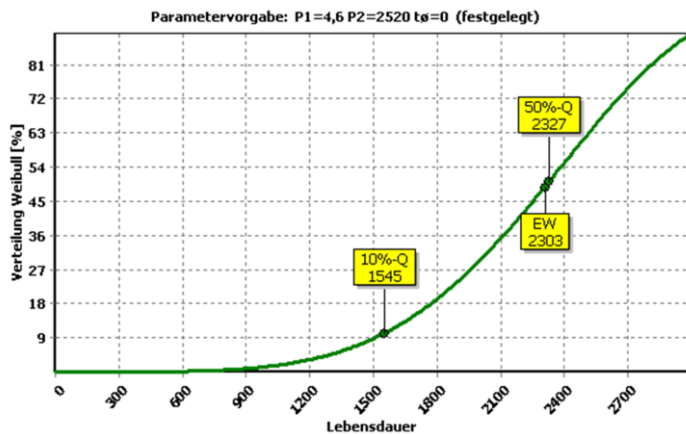


Abbildung 62: Lebensdauervertelung für die Komponente

Die Grafik der Restnutzungsdauerverteilung zeigt, dass in den Jahren 5 bis 7 bzw. in den kommenden 720 Tagen die Ausfallwahrscheinlichkeit der Komponente auf etwa 50% steigt.

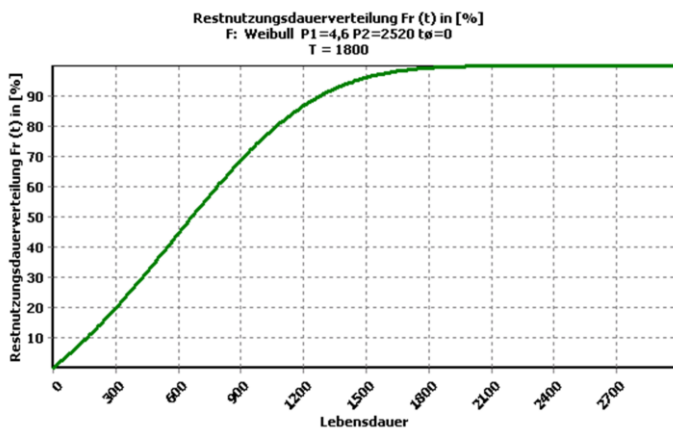


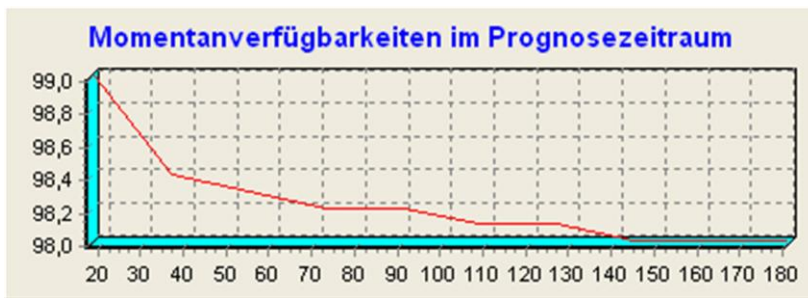
Abbildung 63: Restnutzungsdauerverteilung für die Komponente

Die durchschnittliche Ausfallzeit dieser Komponente von Störung über Diagnose und Bestellung bis Komponentenreparatur sei im Durchschnitt 30 Tage. Sämtliche Parameter sowie zusätzlich die Kosten für korrektive bzw. präventive Instandhaltung sind nun der folgenden Abbildung zu entnehmen.

Weibull-Verteilung		Verteilung und Kennwerte des Objekts	
Parameter 1	4,60	Durchschnittsalter der Objekte	1800 Tage
Parameter 2	2520	Ausfallzeit pro Austausch	30 Tage
Parameter 3	0,00	Kosten korrektive IH	135000 EUR
		Kosten präventive IH	35100 EUR

Abbildung 64: Einzugebende Parameter für erste Prognosen

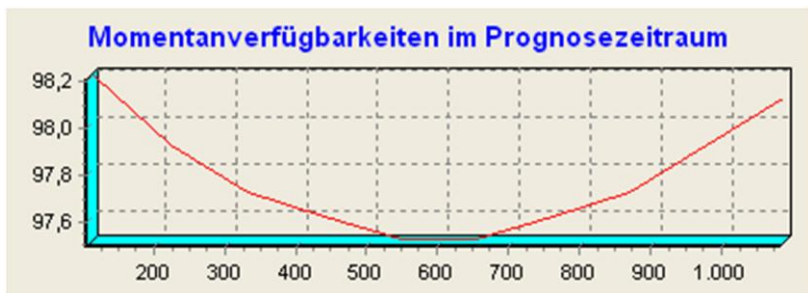
Bezüglich der Verfügbarkeiten ergeben sich folgende Ergebnisse für einen Prognosezeitraum von ½ Jahr:



Verfügbarkeit
zum Prognosetag
97,9
im Prognosezeitraum
mit Reparaturen
98,2
Intervallzuverlässigkeit
88,8

1. tägliche Verfügbarkeit sinkt im Prognosezeitraum von 99,0% auf 97,9 % ...
2. ... bzw. beträgt im Mittel 98,2%
3. Wahrscheinlichkeit, dass die Komponente störungsfrei über die Zeit kommt, ist 88,9%

Dieselbe Rechnung für einen Prognosezeitraum von 1.080 Tagen = 3 Jahre liefert:



Verfügbarkeit
zum Prognosetag
98,1
im Prognosezeitraum
mit Reparaturen
97,8
Intervallzuverlässigkeit
19,6

Die Wahrscheinlichkeit, dass die Komponente störungsfrei über die Zeit kommt, sinkt auf 19,6%. Dieser Wert bestätigt, dass die Komponente, die am Ende des Prognosezeitraums seit 2.880 Tagen in Betrieb wäre, mittlerweile eine sehr hohe Ausfallwahrscheinlichkeit erreicht hat.

Andererseits wächst die Verfügbarkeit hin zum Prognosetag, da zwischenzeitlich mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Austausch der alten gegen eine neue Komponente stattgefunden hat.

Die folgenden Ergebnisse zeigen, wie sich schwächere oder stärkere Belastungen der Anlage auf die Verfügbarkeit in einem Zeitfenster (Intervall) auswirken:

Zum Vergleich: Rechnung mit Stressfaktor 0.8 Rechnung mit Stressfaktor 1.2

Verfügbarkeit
zum Prognosetag
98,3
im Prognosezeitraum
mit Reparaturen
98,7
Intervallzuverlässigkeit
55,7

Verfügbarkeit
zum Prognosetag
99,3
im Prognosezeitraum
mit Reparaturen
97,4
Intervallzuverlässigkeit
2,2

Die Ergebnisse zeigen auf den ersten Blick Widersprüchliches: Höhere Belastung, aber höhere Verfügbarkeit zum Prognosetag? Hier ist implizit enthalten, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit eine neue Komponente bis zum Prognosetag eingebaut wird und diese fehlerfrei läuft.

Beispiel Optimaler Austauschzeitpunkt und Verfügbarkeit

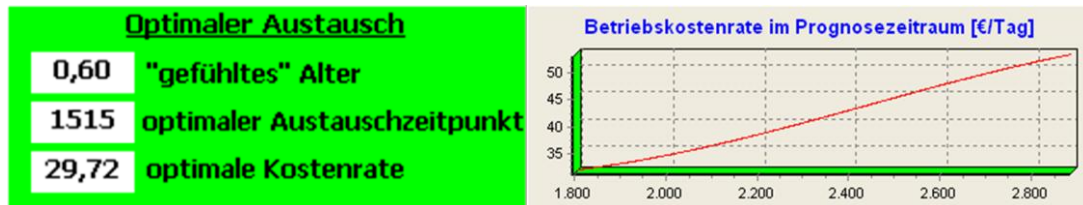
Eine Verbindung zwischen Kosten und Lebensdauer gibt der optimale Austauschzeitpunkt, der unter folgenden Modellannahmen berechnet wird:

- starre zeitliche Austauschstrategie
- Kenntnis von Kosten für präventiven und korrektiven Wechsel

In der Praxis wird es schon bei funktionierenden Ersatzteilmärkten nicht immer einfach sein, Kosten für präventive (planmäßige) und korrektive (außerplanmäßige) Maßnahmen zu ermitteln. Es wird empfohlen, über Szenarioanalysen verschiedene Kostenansätze zu verfolgen, um ein Gefühl für die jeweiligen Auswirkungen zu bekommen.

Es steht die Frage: Zu welchem Zeitpunkt sollte kostenoptimal getauscht werden? Über welchen festen Zeitraum hinweg fallen jeweils die geringsten Kosten pro Tag an?

Wegen der immensen Kosten eines außerplanmäßigen Austausches wichtiger Komponenten wird der Austausch rechtzeitig erfolgen müssen. Die Rechnung mit den Weibull-Parametern des vorigen Abschnitts zeigt, dass - erinnert sei an das Alter der Komponente 1.800 - der Tag des optimalen Austauschs aus Sicht der Rechnung eigentlich schon vorbei ist.



Verfolgt man die Kostenentwicklung vom optimalen Austauschzeitpunkt (1.515) bis zum Ende des Prognosezeitraums (2.880), sind die Betriebskosten für die betrachtete Komponente von 30 auf über 50 Euro pro Tag gestiegen.

Bei dieser Größenordnung wird auch hier klar, dass i.S. einer optimalen Instandhaltungsstrategie unter normalen Umständen wenigstens bis spätestens 2.000 Tage etwas getan werden muss - *aus Sicht der Verfügbarkeit und aus Sicht der Kosten!*

Erneuerungs- und Verfügbarkeitsprognosen

Im Rahmen des EVW-Projekts ist ein Tool zur zuverlässigkeitsorientierten Bewertung von Komponenten entstanden, das aus Gründen der Erweiterbarkeit bezüglich Verteilungen oder Modellinhalten konsequent auf Monte-Carlo-Simulation setzt und damit komplexere mathematisch-statistische Sachverhalte gut approximiert.

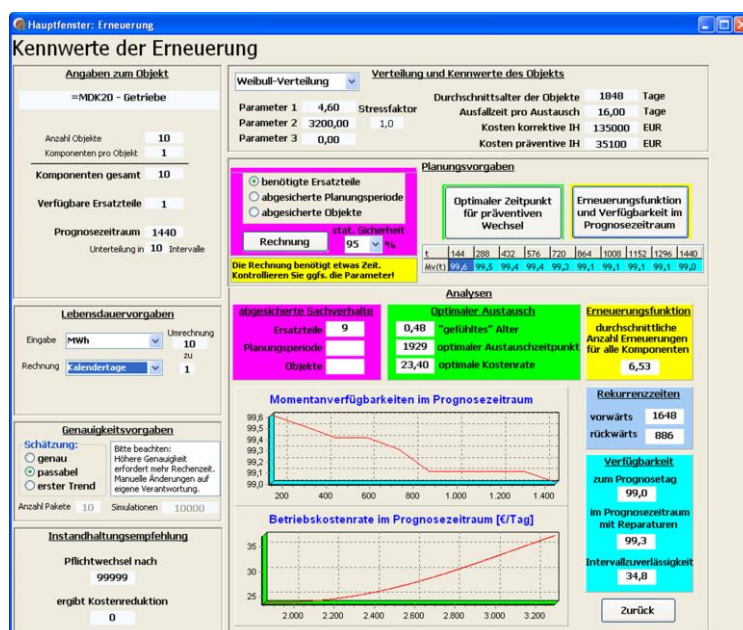


Abbildung 65: Kennwerte der Erneuerung und Verfügbarkeit auf einen Blick

Die Einzelauswertung einer Komponente erlaubt die bereits beschriebene simultane Berechnung mehrerer Kenngrößen, unter anderem verschiedener Verfügbarkeiten und der benötigten Ersatzteile.

Die plausible Ermittlung des Ersatzteilbedarfs ist abhängig vom **Alter der Komponente** bzw. im Falle mehrerer Komponenten von der **Altersstruktur aller Komponenten**.

Im Normalfall wird es sich bei mehreren gleichartigen Komponenten um ein Durchschnittsalter unter Beachtung unterschiedlicher Belastungen und Einsatzgebiete handeln.

Wichtig ist aber, dass diese Information überhaupt in einer begründeten Form vorliegt.

Im einfachsten Modell und unter den vereinfachenden Voraussetzungen

- Teile zeitnah verfügbar
- Reparaturzeit unerheblich
- Keine Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit der Gesamtanlage

sei z.B. der durchschnittliche Bedarf (Stück) pro Komponente für die nächsten 720 Tage (2 Jahre) bestimmt. Dabei haben die Komponenten jeweils ein bestimmtes Alter erreicht:

Nr. Komponente	1	2	3
Erreichtes Alter in Tagen	900	1200	1500
Teilebedarf für nächste 2 Jahre	0,11	0,22	0,37

Eine wichtige Rolle für die Planung der Instandhaltungskapazitäten spielen auch die Anzahl gleichartiger Komponenten und die Einsatzbedingungen. Die Bereitstellung von Ersatzteilen kann als ganzzahlige Aufgabe bei mehreren Anlagen effektiver geregelt werden.

Im einfachsten Fall kann die Auswirkung der Einsatzbedingungen inkl. Betrieb, Umfeld, ... in einen einzigen **Stressfaktor** gepackt werden.

Der Ersatzteilbedarf im Betrachtungszeitraum: [0,3.600], d.h. von Beginn bis ca. 10 Kalenderjahre, ergibt im Normalfall mit Stressfaktor 1,0 (1,2)

- 2 (2) x Ersatz für 1 Komponente zurücklegen
- 13 (16) x Ersatz für 10 Komponenten zurücklegen

Möglich ist auch die umgekehrte Aussage, über welchen Zeitraum 10 Ersatzteile für 10 Objekte mit 95% Wahrscheinlichkeit ausreichen? → 1.880.

Oder die Aussage, wie viele Anlagen über über einen Zeitraum von 10 Jahren (3.600 Tage) mit 95% Wahrscheinlichkeit mit den konkreten 10 Ersatzteilen betrieben werden können? → 6.

Beispiel Auslastung eines Windparks

Betrachtet sei eine Anlage mit 1,65 MW Leistung.

Weitere Koordinaten für die betrachtete Anlage sind:

- Durchschnittliche Windgeschwindigkeit: 6,18 m/s
- Stunden gesamt Dezember: 744 h
- Betriebsstunden Generator: 242 h
- Reparaturen: 161 h
- Durchschnittliche Zeit unter Einschaltgeschwindigkeit: 191 h
- Volllaststunden: 115 h (entspricht ca. 15% Auslastung)

Es gilt, den Abnutzungsvorrat eines Systems möglichst auszuschöpfen. Anders gesagt: Es sind rechtzeitig Maßnahmen zur Sicherung der Funktionsfähigkeit des Systems einzuleiten, wenn sich an einer Komponente ein Schaden mit unangenehmen Folgen absehbar ankündigt.

Im Folgenden sind die wesentlichen Interessen der O&M-Beteiligten (O&M = Operate and Maintenance) aufgelistet, wobei das Zusammenfallen von Kategorien (z.B. Betreiber ist gleichzeitig Technischer Betriebsführer) möglich ist.

Der Hersteller einer Anlage/Hauptkomponente ist fokussiert auf

- möglichst keine oder wenig Probleme in der Gewährleistungsphase einer Anlage
- Abschluss von vorteilhaften Service- und Wartungsverträgen (Full-Service)
- Umsatz durch Ersatzteilverkauf
- Verringerung von wesentlichen Risiken über die Laufzeit
- Optimierung bezüglich technischer Verfügbarkeit, Netzverträglichkeit, Schallpegel

Der kaufmännische Betreiber einer Anlage muss die erwarteten Gewinne absichern durch

- Sicherung der Produktion
- Einhaltung der Plankosten für O&M
- Risikoabsicherung über Versicherungen oder Service-Verträge

Der Technische Betriebsführer handelt im Auftrag des Betreibers und sichert die Umsätze mit

- umsichtigem und vorausschauendem Betrieb der Anlage
- Einkauf qualifizierter Wartungs- und Instandhaltungsleistungen
- Identifikation von systematischen Fehlern

Das Serviceunternehmen hat neben den üblichen wichtigen Zielen wie Umsatz und Gewinn auch weniger eindeutig quantifizierbare „weiche“ Faktoren zu beachten: Bekanntheitsgrad und Akzeptanz sowie vor allem gute Instandhaltungsqualität. Faktoren, die auch eng mit der technischen Zuverlässigkeit und Instandhaltbarkeit der betreuten Systeme verzahnt sind (Optimierung der Wegekosten, Ersatzteilerstellung, Qualifikationen ...) und unmittelbare Auswirkungen auf den Gewinn haben.

Herstellerabhängiger Service wird versuchen, den Informationsvorsprung der Hersteller auszunutzen (Besitz Technische Dokumentation, Informationen im Gewährleistungszeitraum, Vorteile bei der Ersatzteilbeschaffung, vertragliche Bindungen an spezielle Lieferanten).

Der herstellerunabhängige Service muss versuchen, den Informationsvorsprung der Hersteller zu verringern.

Versicherungen sind vor allem an einer praxisnahen Risikoeinschätzung und abgesicherten Prämienkalkulationen interessiert.

Finanzierende Banken brauchen ebenso Risikoeinschätzungen, abgesichert durch diverse Gutachten (mindestens bei Inbetriebnahme und Gewährleistungsabnahme) oder Nachweise.

Jährliche Kontrollen in Form der Betrachtung von Abweichungen zu Referenzanlagen oder Planwerten sollten ein wichtiges Mittel für alle Beteiligten darstellen.

Generelle und spezielle Probleme der Datenerhebung

Auf jeden Fall bieten aussagekräftige und qualitativ ansprechende Datenbestände deutliche Vorteile – bereits mit einfachen Abfragen sind Schadenshäufungen oder besondere Störanfälligkeit sofort ersichtlich.

Bei allen möglichen Beteiligten liegen **Daten** aus dem laufenden Betrieb vor, die allein schon wegen der unterschiedlichen bis gegenläufigen Interessenslagen und Zielstellungen jeweils nicht in vollem Umfang verfügbar oder gar vergleichbar sein werden. So fehlt es bereits an einheitlichen Anlagenbezeichnungen, die in anderen Branchen (Pkw/Lkw: weltweit eindeutige Fahrgestellnummer) seit langem üblich sind.

Mathematische Modelle müssen –zumindest für eine gewisse Zeit- auch teilweise lückenhafte Daten berücksichtigen können. Dies führt dazu, dass auch Probleme der Datenspeicherung eine wichtige Rolle spielen.

Viele Probleme sind bereits in der Art und Weise der Datenerhebung begründet. So führen die grundlegenden Interessen von Rechnungswesen (gesetzliche Vorgaben: Datum, Rechnungsinhalt, Betrag), Kundendienst (nur so viel wie nötig aufschreiben und dennoch eine aussagefähige Anlagenakte besitzen) und After Sales (Nachkalkulation, Wirtschaftlichkeit) zwar immer wieder regelmäßig zur Einsicht, Daten mit gemeinsamen Anstrengungen zu erfassen, jedoch erweist sich die dauerhafte Umsetzung und Kontrolle immer wieder als schwierig.

Eine Reihe von Problemen ist WEA-spezifisch.

So bleiben Einbautermin bzw. Alter der Komponente bisweilen unbekannt, weil Komponentenwechsel während der Gewährleistungsfrist oder innerhalb eines Full-Service-Vertrags nicht oder nur mit Mühe reproduzierbar sind.

Wahrscheinlichkeitsverteilungen für das Ausfallverhalten der Komponente sind wegen ständiger Weiterentwicklung bzw. Fertigungsumstellung der Komponenten oder aber noch nicht allzu langer Betriebszeiten wenig untermauert, daher

- nicht immer bekannt (kaum Informationen im Gewährleistungszeitraum)
- Modellansatz nicht über die gesamte Lebensdauer zutreffend - Besonderheiten in der Startphase oder zum Laufzeitende (Tail)
- nicht immer unter vergleichbaren Einsatzbedingungen ermittelt
- häufig lediglich als Erwartungs- oder Prognosewert bekannt (Expertenschätzung)

Bemerkungen zu Folgeschäden

Nicht immer ist es leicht, eine Störung zweifelsfrei einem Verursacher zuzuordnen und von einem Folgeschaden zu unterscheiden. Ein Folgeschaden umfasst zum ursächlich eingetretenen Schaden die zusätzlichen Maßnahmen, die bei präventivem Wechsel der den Schaden verursachenden Komponente nicht eingetreten wären.

Angaben zu Art der Störung, Störungsbehebung, eingetretenen Folgeschäden oder Einordnung als Folgeschaden sind in dieser Form nur dem Servicebericht zu entnehmen, wenn nicht eine bekannte Abhängigkeit DV-lesbar anderweitig existiert.

Einigermaßen schwierig ist es, das Auftreten von Folgeschäden in den Modellen abzubilden.

Ein Folgeschaden muss in den Zuverlässigkeitsanalysen – im Unterschied zu Ersatzteilplanungen oder Analysen zur Störungshäufigkeit - anders behandelt werden, weshalb seiner sachgerechten Einordnung eine besondere Bedeutung zukommt.

Optimierungspotential in der Instandhaltung

Im Bereich der WEA sind bereits vielfältige Optimierungsansätze herausgearbeitet worden, die in ihrer Gesamtheit aber nur schwer in einem generischen Modell unterzubringen sind und deren mathematisch-statistische Fragestellungen sich häufig analytisch nicht umsetzen lassen.

Von Fall zu Fall sind die unterschiedlichen Interessen der Beteiligten und die Risikoverteilung zu betrachten.

Da man sich eine höhere Verfügbarkeit prinzipiell einkaufen kann durch

- zuverlässige Komponenten
- qualifizierten Service
- professionellen Betrieb

laufen die Optimierungen auf eine Kostenoptimierung hinaus.

Die Einbindung zustandsabhängiger Informationen wird zunächst datenseitig nicht verfolgt.

Als wesentliche „Stellschrauben“ für die Optimierung wurden herausgearbeitet:

- Zuverlässigkeit und Restnutzungsdauer der Anlage und ihrer Komponenten
- Wiederbeschaffungs- und Wiederverkaufswerte der Komponenten
- Ausfallfolgekosten
- Reaktionszeiten des Service
- Bestell- oder Lieferzeiten für Komponenten
- geplante und tatsächliche Nutzungsdauer der Anlage bzw. Komponenten
- Alter und Zustand der Anlage
- Nutzeffekte und Kosten von zusätzlichen Maßnahmen wie CMS usw.
- Material- und Lohnkostenentwicklungen, Zinssätze, Inflation

Die Optimierung der Instandhaltung kann auf eine Reihe von Fragen angewendet werden:

- Instandhaltungsregime (präventive vs. korrektive Instandhaltung, Wartungsintervalle)
- Personaleinsatz (Anzahl und Standort der Teams, Anzahl Spezialisten, Boote, Kräne)
- Materialeinsatz (Bewertung, Bevorratung, Verwendung gebrauchter Teile)
- Zeitregime (Zeitfenster, Planbarkeit)
- CM-Systeme (Anschaffungskosten, Nutzen, Auswirkung auf Versicherungsprämien)
- Nutzung von Synergieeffekten in Windparks
- Finanzfragen (Zinssatz, Inflation, Materialpreisindex)

Optimiert wird, da man von einer geplanten festen Verfügbarkeit ausgeht, grundsätzlich über die Kosten, was im Wesentlichen das Ausbalancieren der beiden Positionen

- Werthaltigkeit der Anlage in der restlichen Nutzungsdauer (Abnutzungsvorrat)
- Kosten für außerplanmäßigen Stillstand der Anlage inkl. Ersatzteilkosten

betrifft.

Die WEA-Optimierungsmodelle für O&M müssen sich als robust in verschiedenen Szenarien erweisen, d.h. die geringe Änderung einer Einflussgröße muss bereits modellseitig eine vergleichsweise große Verzerrung der Ergebnisse ausschließen.

Ein robustes Modell wird auf Basis der Lebensdauerwerte (Verteilung) bestimmen können:

- Zeitpunkt für den optimalen Komponentenwechsel
- Anhaltspunkt für die theoretische Materialabnutzung, bezogen auf 90%-Quantil
- Kostenvorteil bei präventivem Wechsel
- Reparaturkostenlimit

In das Modell sind eventuell einzubinden

- Erlöse für gebrauchte Ersatzteile (aus Modellsicht keine Schwierigkeit)
- Aussagen für unterschiedliche Entscheidungshorizonte (kurz-, mittel- oder langfristig)

- Vorgabe von Zeitfenstern für die Instandhaltung (Zeitfenster \neq Aufwand in Stunden)
- Barwerte, Diskontierung

Nicht für Optimierung eignen sich Komponenten, die wesentlichen Einfluss auf die Sicherheit der Anlage haben und Komponenten, die systematische Fehler aufweisen. Für Letztere ist es von Bedeutung, ob sie überhaupt als solche nachweislich erkannt werden.

Ist das Zuverlässigkeitsverhalten einer Komponente bekannt und sind diverse Kostenansätze bekannt, lassen sich zufallsbedingte Fragestellungen bearbeiten:

- Anzahl benötigter Ersatzteile über einen definierten Zeitraum
- Reichweite von Ersatzteilen
- Kostensoptimale Strategien für den Komponententausch
- Kostensoptimale Reparaturpakete für einen Reparaturtag (Bündelung von Aktivitäten)
- Sicherung der Verfügbarkeit

Für jedes einzelne Problem sind separate Lösungsansätze in der Fachliteratur bekannt. Allerdings liegen im Falle einer WEA einige Dinge anders als bei den bereits hinreichend häufig untersuchten Anwendungsfällen für die Instandhaltung von Fahrzeugen auf Straße oder Schiene, insbesondere wegen

- Wetterabhängigkeit
- nicht ständigem Zugang zum Objekt
- zeitlichen Einschränkungen des Zugriffs am Objekt
- besonderen Vorgaben von Herstellern, Versicherungen, Banken, Behörden

Hinzu kommen verschiedentlich temporäre, wenig beeinflussbare Größen aus dem Tagesgeschäft wie z.B. Lieferengpässe bei Ersatzteilen.

Ein Betreiber kann von Ersatzteilproblemen betroffen sein, ein anderer wiederum nicht. Hier muss also im Modell berücksichtigt werden, welche Kosten anzusetzen sind für

- Ausfallzeiten wegen Nichtverfügbarkeit eines Ersatzteils
- Aufwendungen für Liefergarantien (z.B. 24-h-Reaktionszeit bei Havarie)

Weiter steht die Frage, wie für den Betreiber als Ausgleich für den Verzicht auf Nutzungsdauerreserven in Folge eines präventiven Komponentenwechsels ein Verkaufserlös für eine ausgewechselte und wiederverwendbare Komponente in das Modell einbezogen wird.

Die Auswahl einer Instandhaltungsstrategie ist jeweils in Abhängigkeit von WEA-Typ, Einsatzbedingungen, Betriebsführung und Servicequalität zu treffen:

- mit Kenntnis über die Zuverlässigkeit der eingesetzten Komponenten (Kennwerte)

Die Einschätzung des Abnutzungsvorrats erfordert zusätzlichen Aufwand (=Kosten), ist aber für eine zustandsabhängige Instandhaltungsstrategie unverzichtbar:

- CMS-Ergebnisse - Prognoserechnungen über Driftparameter, Frequenzspektren, ...
- Einbeziehung der Ergebnisse laufender Wartungen (Öldruck, Temperatur, Geräusche)

Aufstellung der benötigten Daten für eine zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung

Die in diesem Abschnitt aufgelisteten Dateninhalte sind in die Modellentwicklung einzubeziehen. Darauf aufbauend wird ein Muster vorgeschlagen, das jeweils mit Daten oder adäquaten Angaben versorgt werden muss.

Es werden grundsätzlich plausible Zuverlässigkeitskennwerte vorausgesetzt, die aus einer ausreichend stabilen Datenbasis abgeleitet werden können.

Sind Daten nicht oder nicht detailliert genug vorhanden, müssen Expertenwissen oder realistische Szenarioanalysen herangezogen werden. Dies wird zu größeren Unsicherheiten führen, bietet aber dennoch die Möglichkeit von verwertbaren Aussagen.

Grob unterteilt seien die benötigten Daten in

- Stammdaten der Anlage und der Komponenten
- Störungsinformationen (Ereignisse = Angaben zu den IH-relevanten Vorgängen)
- Referenztabellen

Die Stammdaten der Anlage, also die Parameter der WEA, werden vorrangig zum Zweck der Klassifizierung nach Einsatzbedingungen benötigt, aber auch, um die ausfallfreien Zeiten von Komponenten beurteilen zu können.

Die Stammdaten der Komponenten sind sinnvoll, um Informationen zu Bezeichnung, Hersteller, Preisentwicklungen, Wartungs- und Reparaturzeiten usw. abzubilden. Preisangaben (Materialkosten) sollten normalerweise auf jeden Fall im Rechnungswesen vorhanden sein (auffindbar über Bestellung/Auftrag/Rechnung), sind aber evtl. nur schwer automatisiert aufzubereiten.

Die aus den Störungsinformationen abgeleiteten Kennwerte für Komponenten (Stichwort Kennwertebibliothek) enthalten Angaben zum Störungs- und Reparaturverhalten technischer Objekte, idealerweise die Parameter einer Wahrscheinlichkeitsverteilung oder den Erwartungswert. Unabdingbar: Datum und Zählerstand werden in Störungs-/Reparaturmeldungen erfasst.

Diverse Schwierigkeiten können auftreten, wenn Daten des Rechnungswesens eingebunden werden (Sammelrechnungen, Gutschriften, zeitliches Auseinanderfallen von Belegdatum und Leistungserbringung usw.).

Referenztabellen sollen auf vielfältige Weise die Optimierung unterstützen, wenn für die konkrete Anlage oder Komponente keine belastbaren Zahlen vorliegen. Der in den Optimierungsszenarien einzubindende prognostizierte Einnahmeverlust kann, wenn nichts anderes vorliegt, über den durchschnittlichen Ertrag der Referenzanlage bestimmt werden.

Bemerkungen zu Folgeschäden

Nicht immer ist es leicht, eine Störung zweifelsfrei einem Verursacher zuzuordnen und von einem Folgeschaden zu unterscheiden.

Angaben zu Art der Störung, Störungsbehebung, eingetretenen Folgeschäden oder Einordnung als Folgeschaden sind in dieser Form nur dem Servicebericht zu entnehmen, wenn nicht eine bekannte Abhängigkeit DV-lesbar anderweitig existiert.

Ein Folgeschaden muss in den Zuverlässigkeitsanalysen – im Unterschied zu Ersatzteilplanungen oder Analysen zur Störungshäufigkeit - anders behandelt werden, weshalb seiner sachgerechten Einordnung eine besondere Bedeutung zukommt.

Kennwertebibliothek

Verteilungsparameter und Kennwerte für das Störungsverhalten einer Komponente sind in einer Kennwertebibliothek abgelegt und i.d.R. gekoppelt an spezielle Einsatzbedingungen.

Aus den Kennwerten, die durchaus aus verschiedenen Datenquellen generiert werden können, werden differenziert nach Einsatzbedingungen, Größenklassen usw. als bekannt vorausgesetzt:

- Verteilungsparameter Ausfallwahrscheinlichkeit
- Verteilungsparameter Restnutzungsdauer
- Parameter (Erwartungswert, Erneuerungskennzahlen,...)

Die interessierenden Kosten werden unter anteiliger Aufteilung der Kosten für Wege und Sondergeräte zusammengefasst. Dabei werden einer einzelnen Komponente nur die anteiligen Wegekosten zugeteilt.

Berechnung Kosten für präventive und korrektive Instandhaltung

Eine DEWI-Studie zur Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland von 2002 ist bis heute in Ermangelung von Alternativen eine der meistzitierten Quellen für die Einschätzung von Instandhaltungskosten.

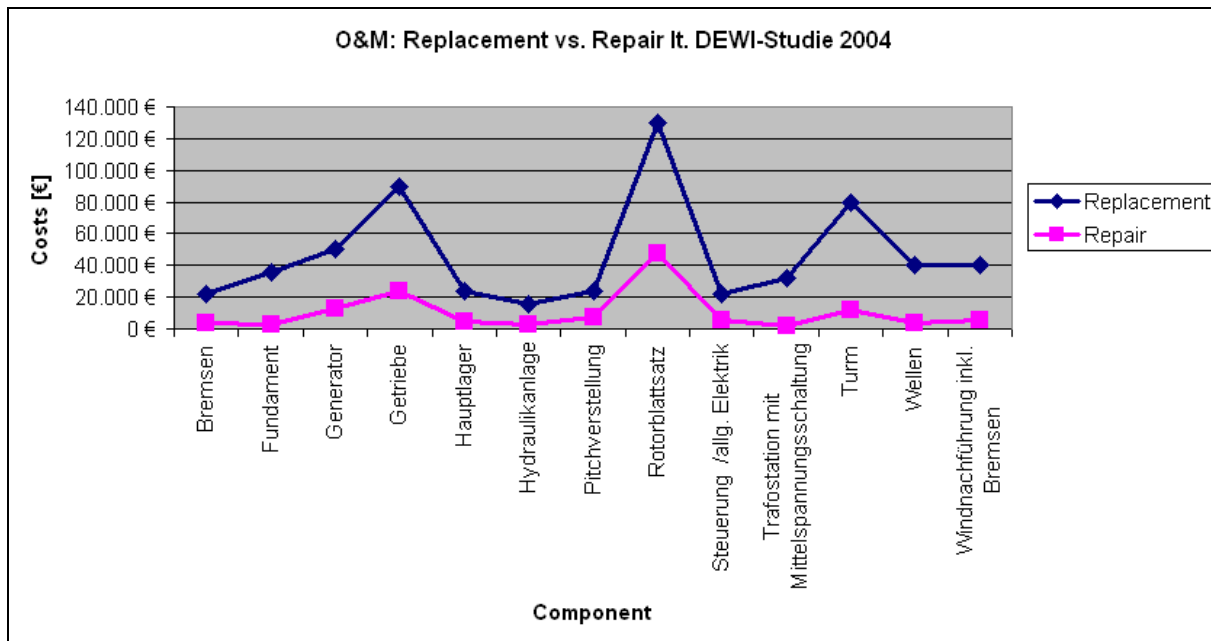


Abbildung 67: Kostenverhältnis Komponententausch zu Reparatur

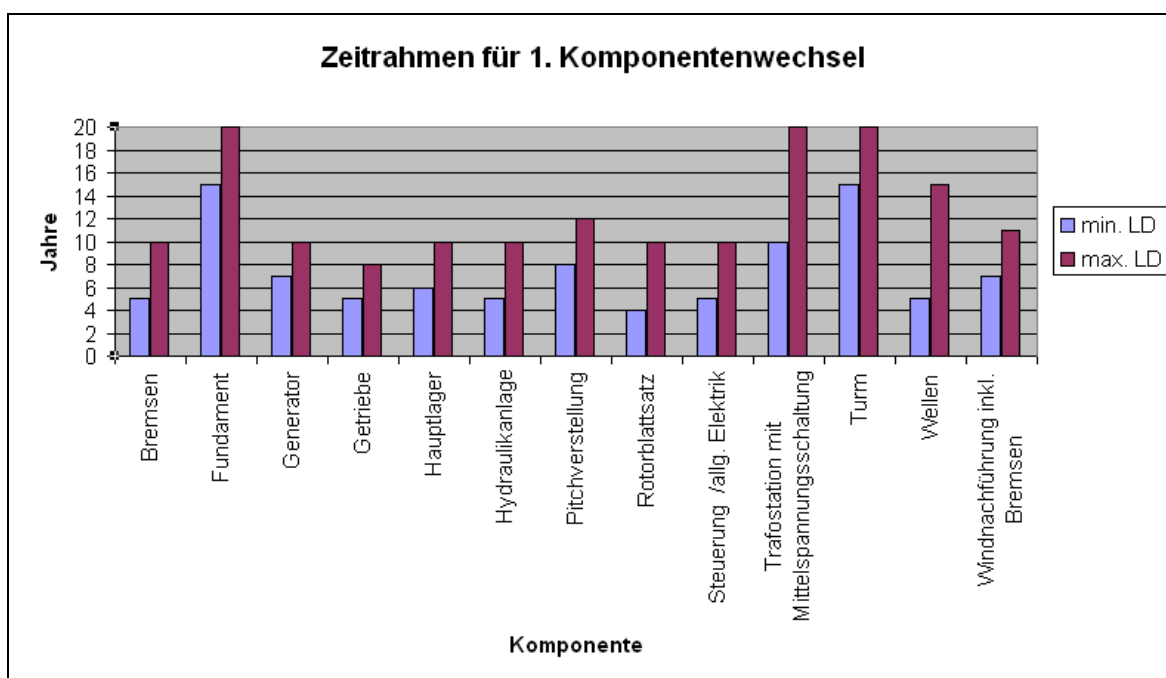


Abbildung 68: Zeitfenster für den ersten Wechsel einer Komponente

Belastbare Daten stammen im Wesentlichen aus Befragungen von Onshore-Windparks und WEA mit einer Inbetriebnahme in den 1990er Jahren und einer Leistung von 500 bis 600 kW.

Es wurde angenommen, dass sich die ermittelten Kosten wie etwa die Investitionskosten pro kWh auf größere Anlagen fortschreiben lassen und bis heute zumindest in den Größenordnungen, Relationen und Zeitrahmen ähnlich ausfallen.

Lt. Aussage sind die Kosten für Baugruppenwechsel ohne Berücksichtigung von Betriebsunterbrechungen.

Beim Austausch einer Nicht-Standard-Komponente sind die Kosten deutlich höher, wenn in geringer Stückzahl nachgefertigt werden muss.

Im Falle einer vorbeugenden Maßnahme kommt hinzu, dass mehrere schwer zugängliche Komponenten in einem Reparaturgang repariert werden können, was Kosten senkt.

Optimierung: Altersabhängige Strategie für den Bauteilwechsel

Lebensdauermerkmal ist die Kalenderzeit. Aus dem Quotienten von Kosten Erneuerungszyklus zu Länge Erneuerungszyklus können die Kosten pro Zeiteinheit (in unserem Falle die Kosten pro Tag) berechnet werden (Altersabhängige Strategie). Optimaler Tag im Sinne des Bauteilwechsels ist der Tag, der die geringsten Kosten pro ZE generiert.

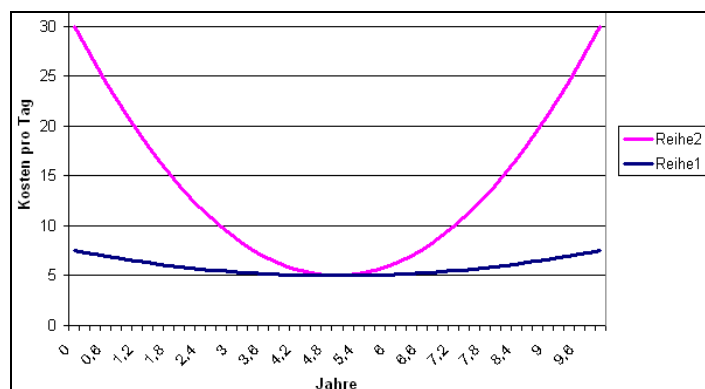


Abbildung 69: Kosten pro Tag für zwei Szenarien

Dabei ist durchaus entscheidend, wie der optimale Wert (im Bild: 5€ / Tag) erreicht wird. Die stärker gekrümmte Parabel (Reihe 2) legt nahe, den optimalen Zeitpunkt bei 5 Jahren zusehen.

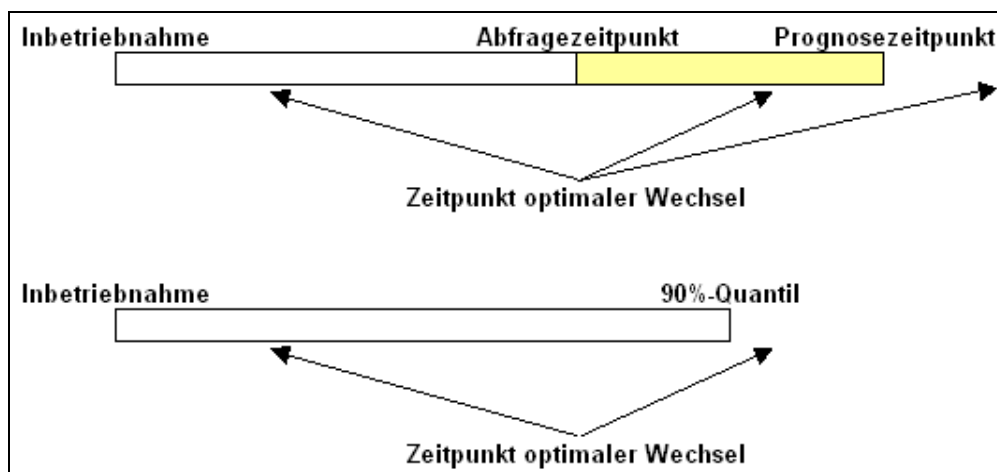


Abbildung 70: „Optitag“ auf der Zeitschiene

Für Reihe 1 in Abbildung 69 sind die Konsequenzen aus Sicht der Kosten bezüglich Abweichung vom optimalen Wert nicht sonderlich dramatisch, so dass man mit 5,20 € / Tag über eine Dauer von 7 Jahren auch gut leben könnte. Kosten pro Tag i.S.v. Reihe 1 werden dann entstehen, wenn die Kosten für präventive und korrektive Instandhaltung nicht allzu weit auseinander liegen.

Es wird der optimale Zeitpunkt eines Bauteilwechsels bestimmt, der „Optitag“. Dieser Optitag ist unabhängig vom Prognosezeitraum.

Aufstellung der benötigten Daten für eine zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung

Die im Folgenden aufgelisteten Dateninhalte sind für die Modellentwicklung und -umsetzung wichtig. Die Datenanforderungen sind immer den bestehenden Möglichkeiten anzupassen.

Sind Daten nicht oder nicht detailliert genug vorhanden, können Expertenwissen, realistische Szenarioanalysen, geeignete Schätzungen oder Simulationsrechnungen herangezogen werden. Dies wird meist zu größeren Bandbreiten der Ergebnisse führen, die im Rahmen des Vertretbaren dennoch die Grundlage für quantifizierbare Aussagen sein können.

Es werden grundsätzlich plausible Zuverlässigkeitskennwerte oder äquivalente Angaben (MTBF, MTTR, ...) vorausgesetzt, die aus einer stabilen Datenbasis abgeleitet sind.

Bemerkungen zur Störungsursache

Nicht immer ist es leicht, eine Störung zweifelsfrei einem Verursacher zuzuordnen und von einem Folgeschaden zu unterscheiden.

Angaben zu Art der Störung, Störungsbehebung, eingetretene Folgeschäden oder Einordnung als Folgeschaden sind in dieser Form z.B. dem Servicebericht zu entnehmen.

Ein Folgeschaden sollte in den Zuverlässigkeitsanalysen – im Unterschied zu Ersatzteilplanungen oder Analysen zur Störungshäufigkeit - anders behandelt werden als der ursprüngliche Schaden, weshalb seiner sachgerechten Einordnung eine besondere Bedeutung zukommt.

Datenanforderungen - Übersicht

Feldinhalt	Maßeinheit	Bemerkung
<i>Allgemeine</i> Materialpreisentwicklungsfaktor		Tabelle (Basisjahr = 1,0)
<i>Stammdaten</i> Personalkostenentwicklungsfaktor		Tabelle (Basisjahr = 1,0)
Vergütung	[€/kWh]	Tabelle für alle Betriebsjahre
<i>WEA</i> Anlagennummer		zur eindeutigen Identifikation
<i>Stammdaten</i> Inbetriebnahme WEA	Datum	→ Alter der Anlage in Tagen
Volllaststunden (Bezugsdatum)	[h]	→ Alter der Anlage in h
Zählerstand (Bezugsdatum)	[kWh]	→ Alter der Anlage in kWh
∅ Ertrag (Bezugsdatum)	[kWh]	z.B. Tabelle mit Monatswerten
∅ Ertrag	[€]	z.B. Tabelle mit Monatswerten
Wegekosten Service	[€]	Pauschalbetrag
Reaktionszeit Serviceteam	[h]	Schätzwert
Stundensatz Service	[€/h]	Durchschnittswert

Weitere Angaben für die Einschätzung der Leistungsklassen bzw. Einsatzbedingungen:

Leistungskurve Referenzanlage		Bestandteil Nennleistung [kW]
∅ Windstärke	m/s	Quelle: Windgutachten
∅ Verfügbarkeit	%	Sollwert oder Garantiewert
Stammdaten Komponente (Bauteil/Baugruppe)	Text	Bezeichnung, Hersteller
Komponente Einbaudatum des Bauteils	Datum	→ Alter Bauteil in Tagen
Zählerstand zum Einbaudatum	[kWh]	→ Alter Bauteil in kWh
Volllaststunden zum Einbaudatum	[h]	→ Alter Bauteil in h
Materialkosten Bauteil	[€]	Wertansatz beachten!
Angaben zu Folgewechsel	[€]	Stücklisten o.ä. falls hinterlegt
Kosten Spezialausrüstung	[€]	Spezialboot, Kran, Werkzeug

Personalkosten : Zeiteinheiten, in denen die WEA abgeschaltet werden muss:

∅ Diagnosedauer	[h]	Fehlererkennung
∅ Beschaffungsdauer	[h]	Lieferfrist, Transportzeit
∅ Reparaturdauer	[h]	
Außerordentliche Kosten	[€]	Gutachter, Zertifizierung
Ereignisse Ereigniscode/Ursache		aus Servicebericht
Komponente IH-Maßnahme		aus Servicebericht

Kostenmodell für die Bewertung von Instandhaltungsstrategien

Im EVW-Projekt ist eine allgemeingültige, erweiterbare Methode für den Vergleich von beliebigen Instandhaltungsstrategien auf der Basis von Zuverlässigkeit und Kostenpositionen entstanden.

Im Wesentlichen wird davon ausgegangen, dass eine qualifizierte Betriebsführung und Wartung zu jeder Zeit gegeben war. War die Anlage größeren (geringeren) Belastungen als üblich unterworfen, muss der bereits zitierte Stressfaktor 1,0 entsprechend erhöht (gesenkt) werden

Viele der benötigten Eingabewerte für eine Optimierung können nur Schätzwerte oder realitätsnahe Annahmen sein. Zur Strategiebestimmung wird dies dennoch ausreichen.

Hier noch einmal eine kurze Übersicht, welche Angaben für die Instandhaltungsoptimierung von besonderer Bedeutung sind:

Stellschrauben für Optimierung nach Kosten nach Verfügbarkeit	Zuverlässigkeit und Restnutzungsdauer der Komponenten Wertentwicklung: Wiederbeschaffungs- und Wiederverkaufswerte Wertentwicklung von Komponente auf Lager Folgekosten eines außerplanmäßigen Ausfalls (Opportunitätskosten) Bestellzeit von Teilen Prognosezeitraum (Lage, Länge) Altersstruktur der Komponenten Nutzen durch Condition-Monitoring-Systeme (CMS)
--	---

Für Instandhaltungsstrategien gibt es für die verschiedensten Branchen vielfältige Standards. Generell steht immer die Frage, ob die Finanzierung von präventiven Maßnahmen günstiger ist als der Verzicht auf präventive Maßnahmen und die Inkaufnahme wertintensiver Folgeschäden.

Unter Verzicht auf die übliche kategorisierte Darstellung sei hier eine kurze Zusammenstellung von möglichen Instandhaltungspraktiken angegeben:

IH-Strategie	Kurzbeschreibung
1 korrektiv zustandsunabhängig i.d.R. nicht probabilistisch	<u>korrektive Instandhaltung = Erneuerung Komponente nach Ausfall</u> Ausnutzung des gesamten Abnutzungsvorrats Risiko außerordentlicher Stillstands- und Folgeschadenskosten hohe Wertminderung der ausgefallenen Komponenten
1a evtl. probabilistisch	<u>korrektive Instandhaltung mit Bevorratung Tauschkomponente</u> Verringerung der Stillstandskosten, da Tauschkomponente vorhanden (1) Tauschkomponente muss rechtzeitig bestellt (2) und bezahlt (3) werden Wertminderung (4) für Tauschkomponente
1b evtl. probabilistisch	<u>korrektive Instandhaltung - besondere Ausprägungen</u> Erneuerung einer Komponente nach k aus n Ausfällen im Windpark zusätzlich gleichzeitige Erneuerung anderer Komponenten
2 präventiv	<u>präventive Instandhaltung (5)</u> Wechsel periodisch oder zuverlässigkeits- bzw. zustandsorientiert Beschaffung Tauschkomponente mit gewissem Vorlauf möglich i.d.R. Vermeidung von Stillstands- und Folgeschadenskosten
2a präventiv zustandsabhängig	<u>mit CMS: Erneuerung "kurz vor" Verlust der Funktionsfähigkeit</u> Zustandsüberwachung: keine Folgeschäden, aber Kosten für CMS (6) Stillstandskosten abhängig vom Zeitpunkt der Fehlererkennung Modellannahme: CMS detektiert baldigen Ausfall (7)
2b präventiv zustandsabhängig probabilistisch	<u>Tausch der Komponente zu einem vereinbarten Termin</u> ... entsprechend Zustandsbeurteilung (Inspektion und/oder RAMS-Methoden) ... entsprechend Zuverlässigkeitsfunktion (Kennwertebibliothek)
2c präventiv zustandsunabhängig i.d.R. deterministisch	<u>deterministische Strategie (periodisch präventiv)</u> Erneuerung nach festen Fristen (Kalender, vom Hersteller vorgegeben) Wenn Ausfall vor Fristablauf, sofortige Erneuerung über Erneuerungsprozess auch Optimierung des Austauschzeitpunkts möglich

Abbildung 71: Mögliche Instandhaltungsstrategien

Die einzelnen Bezeichner bedeuten:

(1) Kosten für Lagerhaltung
(2) Bestellzeit Tauschteil beachten
(3) Finanzierungskosten
(4) Marktrisiko, Wiederverkaufswert
(5) Wiederverkaufswert Alteil berücksichtigen (Abschläge)
(6) CMS entdeckt Fehler rechtzeitig und mit hoher Wahrscheinlichkeit
(7) zeitlichen Vorlauf aus CMS für Ersatzteil-Bestellung beachten

Im folgenden Abschnitt wird beispielhaft dargestellt, wie eine Instandhaltungsmaßnahme für eine Hauptbaugruppe in einem vorgegebenen Zeitfenster präferiert werden kann. Auf Besonderheiten bei der Interpretation des Modells mit Glättung von Zahlungsströmen wird an dieser Stelle nicht eingegangen.

Die vergleichsweise beste IH-Strategie über einen abgeschlossenen Zeitraum (bzw. Zeitfenster) ist diejenige mit dem für den Betreiber höchsten Zuwachs in der Kennzahl Gewinn.

Kostenmodell Instandhaltungsmaßnahme

Die Produktionszahlen einer Anlage liegen im Rahmen der Referenzwerte. Betrachtet sei eine Hauptbaugruppe dieser Anlage, über deren Zuverlässigkeitsverhalten in einer Kennwertbibliothek eine Weibull-Verteilung mit den Parametern Weibull [4,6 ; 7 Jahre] vorliegt. Über den Zustand der Hauptbaugruppe, im Weiteren „Komponente“ genannt, ist bekannt, dass es bei der letzten Inspektion keine Beanstandungen gab.

Zusammen mit den Kosteninformationen (Angaben in T€) wird diese Komponente ab sofort (x) bis zum nächsten Inspektionstermin (x+y) eingeschätzt.

Kostenangaben in Teuro	
Ausfallwkt. für Dauer(y)	0,00
AK neue Komponente [in Teuro]	70,0
Teile, die nach Havarie zusätzlich benötigt werden (AK)	0,0
Folgekosten: Reparaturen	20,0
Folgekosten: Ertragsausfall (abgezogen von geplanten Einnahmen)	35,0
Folgekosten: aktivierte Einbaukosten	10,0
Wertminderung "hingelegtes Teil" = 5% der AK pro Jahr	
Startjahr (x)	4
Dauer (y)	2
Jährliche Kosten für CMS (Einmal- plus ifd. Kosten als Rate)	2,0

Abbildung 72: Kosteninformationen im Modell

Die Entwicklung der Restwerte der Hauptbaugruppe sowie die Restnutzungsdauerverteilung wird für den Prognosezeitraum (Jahre 5 und 6) abgeleitet:

Jahr x	Rw nach x	bed Wkt Ausfall für Folgejahre, wenn ausfallfrei bis:						
		0	1	2	3	4	5	6
0	70,0							
1	51,4	0,00						
2	35,7	0,00	0,00					
3	22,9		0,03	0,02				
4	12,8			0,07	0,05			
5	5,7				0,18	0,13		
6	1,4					0,34	0,25	
7	0,0						0,55	0,40
8	0,0							0,74

Abbildung 73: Entwicklung der Restwerte

Die jährlichen Einnahmen der Anlage (im Beispiel = 200 T€) spielen im Modell keine Rolle, da sie beim Strategievergleich ohnehin für alle Strategien in gleicher Höhe angenommen werden und sich insofern in der auf Differenzen beruhenden Rechnung nicht auswirken. Es müssen somit auch keine Einnahmeanteile auf die einzelnen Komponenten herunter gerechnet werden!

Wenn man nun mit dem Instrumentarium des Algorithmus, der auf einer Gegenüberstellung von Planbilanzen zum Analysetag bzw. Prognosetag beruht, die Strategien 1 (korrektive Instandhaltung) und 2b (sofortiger Wechsel der Komponente) vergleicht, erhält man für Strategie 1 die folgende Bilanzveränderung für den Zeitraum der Jahre 5 (1.1.) bis 6 (31.12.):

Planbilanz (alt)	Aktiva	Passiva	
Anlage	12,80	0,00	Fremdkapital
Bank	0,00	12,80	Eigenkapital
	12,80	12,80	

Veränderungen			
Anlage	8,52	21,35	Fremdkapital
Bank	172,53	159,70	Eigenkapital

Planbilanz (neu)	Aktiva	Passiva	
Anlage	21,32	21,35	Fremdkapital
Bank	172,53	172,50	Eigenkapital
	193,85	193,85	

Der Zuwachs an Eigenkapital für Strategie 1 beträgt $172,50 - 12,80 = 159,70$.

Die Bilanzveränderungen für Strategie 2b sind wie folgt:

Veränderungen			
Anlage	30,40	62,80	Fremdkapital
Bank	187,00	154,60	Eigenkapital

Bilanz (neu)	Aktiva	Passiva	
Anlage	43,20	62,80	Fremdkapital
Bank	187,00	167,40	Eigenkapital
	230,20	230,20	

Der Zuwachs an Eigenkapital für Strategie 2b beträgt $167,40 - 12,80 = 154,60$.

Damit ist Strategie 1 um etwa 5.000 Euro im statistischen Mittel besser einzuschätzen als Strategie 2b. Die Rechnungen mit gleichen Werten zum Optitag ergeben übrigens, dass ein Wechsel nach 5,8 Jahren optimal ist und wegen nicht allzu großer Veränderungen in den Kosten pro Tag auch etwas größer gewählt werden kann:

Zum Vergleich: kostenoptimale flexible Strategie mit Weibull[4,6;2520] $EW=2303 = 6,4$ Jahre	
Kosten Tausch Komponente	80.000
Folgekosten, falls Havarie	55.000
optimaler Wechsel nach	2086 Tagen = ca. 5,8 Jahre
Kosten pro Tag	50-52 Euro

Erfolgt die Betrachtung nun für das Prognoseintervall mit den Jahren 6 und 7, ist Strategie 2b die bessere Wahl wegen $148,32$ (Gewinn Strategie 1) < $154,60$ (Gewinn Strategie 2b), da nunmehr die potentiellen Folgeschäden und Ertragsausfälle die Vergleiche dominieren.

Das Ergebnis insgesamt zeigt, dass ein zu früher Wechsel nach 4 Jahren im Sinne der Modellrechnung etwa 10 T€ teurer käme als ein Wechsel nach 5 Jahren.

Das Ergebnis zeigt nicht, dass ein Wechsel nach 5 Jahren die beste Variante ist, sondern dass im Vergleich zweier Strategien eben eine die bessere ist.

Das Modell vergleicht über die Kennzahl Gewinn/Verlust mehrere Strategien über ein und denselben Prognosezeitraum.

II.3 Teilprojekt SAG: Systematische Iststandsanalyse, Konzipierung, Entwicklung und Erprobung von windenergiespezifischen Methoden und Werkzeugen zur Analyse, Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltung sowie der Nachweis der Machbarkeit und Akzeptanz der Methodik

II.3.1 Aufgabenstellung für das Teilprojekt der SAG Erwin Peters GmbH

Die Aufgabenstellung für SAG Erwin Peters GmbH, im Weiteren SAG genannt, bestand in der systematischen Ist-Analyse sowie der Konzipierung, Entwicklung und Erprobung von windenergiespezifischen Methoden und Werkzeugen zur Analyse, Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltung. Ziel war außerdem der Nachweis von Machbarkeit und Akzeptanz der entwickelten Methodik.

Neben der automatisierten Erfassung der Daten über die Betriebsüberwachung ist der Servicetechniker vor Ort eine der wichtigsten Informationsquellen. In diesem Sinne ist zu beachten, dass die Erfassung von Daten möglichst übersichtlich geregelt wird, so dass durch die Dateneingaben keine unnötigen Belastungen für den Mitarbeiter im Feld entstehen. Für die Abbildung des operativen Instandhaltungsprozesses wurde daher auf die Gestaltung der Dateneingabemasken ein besonderes Augenmerk gerichtet. SAG stellte dem EVW-Projekt die hauseigene technische Prozessplattform „MABI“ (Modulares Anlagen-Bewertungs- und Instandhaltungs-Paket) zur Verfügung, auf der Eingabemasken entwickelt und getestet wurden. Die Umsetzung weiterer Anforderungen aus dem Windbereich führte dann im Rahmen des Projektes zur Schaffung der Fachschale Wind „MABI-WEA“. In Ermangelung eines existierenden Systems zur Strukturierung der Windenergieanlagen und Klassierung von Zustands- und Ereignismerkmalen in der Windenergie war der Informationsaustausch über verschiedene Datenbanken für das Forschungsprojekt aufwendiger als geplant. Einige Grundsatzfragen wurden im Rahmen des FGW-Fachausschusses „Instandhaltung“ geklärt. Das Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke (RDS-PP) wurde von den Projektbeteiligten als gemeinsame Basis für eine Strukturierung ausgewählt.



Abbildung 74: Inhalte des Programms MABI

II.3.2 Instandhaltungsmarkt in der Windenergie

Während das Geschäftsmodell eines Betreibers von Erzeugungseinheiten auf der maximal realisierbaren Produktion basiert, stellt dies für einen herstellerunabhängigen Serviceprovider kein unmittelbares Ziel dar. Der herstellerunabhängige Service lebt hauptsächlich von Instandsetzungen, also von der Nichtverfügbarkeit bzw. der Wiederherstellung der Verfügbarkeit.

Ein Hersteller von Anlagen bietet dem Eigentümer häufig über Full-Service-Verträge eine zugesicherte Verfügbarkeit seiner Anlagen an. In diesem Zusammenhang wird er übrigens auch an einer Erhöhung der Zuverlässigkeit seiner Produkte interessiert sein.

Diese Full-Service-Verträge kann ein herstellerunabhängiger Service in der Regel nicht anbieten, da er innewohnende Risiken aus konstruktiven Problemen der Vergangenheit mangels Daten hinsichtlich Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltbarkeit nicht abschätzen kann.

Allerdings kann sich ein herstellerunabhängiger Service gegenüber dem Herstellerservice einen Vorteil verschaffen, wenn er einen besseren Service durch Verhinderung der Nichtverfügbarkeit anbieten kann. Das bedeutet im Idealfall, bei gleichem Service-Aufwand wird eine höhere Verfügbarkeit erreicht.

Ein Mittel dazu sind präventiv durchgeführte Instandhaltungsmaßnahmen, also Maßnahmen, die vor einem Ausfall durchgeführt werden. Der wirtschaftliche Erfolg hängt hier davon ab, die Ausnutzung des maximal möglichen Abnutzungsvorrates durch eine voraussagende bzw. zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie zu ermöglichen, indem geeignete Prognosen berechnet werden. Somit war auch für einen herstellerunabhängigen Serviceprovider die Mitwirkung an dem EVW-Verbundprojekt von erheblicher Bedeutung.

Workflow der Instandhaltung

Prognosen der energetischen Verfügbarkeit für die Windenergie aus den stochastischen Prozessen der Energieumformung von Windenergie in elektrische Energie gewinnen mit großen Windkraftwerken insbesondere im Offshore-Bereich zunehmend an Bedeutung. Sie erfordern

- eine systematische Iststandsanalyse des Instandhaltungsmanagements der Branche
- die Konzipierung, Entwicklung und Erprobung von Methoden und Werkzeugen zur Analyse, Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit
- den Nachweis von Machbarkeit und Akzeptanz der Methodik im Bereich Wartung/ Instandhaltung

Je verlässlicher dabei die Informationsbasis ist, umso vertrauenswürdiger sind die Prognosen. Die standardisierte Erhebung und Zusammenführung von zustands- und zuverlässigkeitsorientierten Informationen sowie zugehöriger Kosten ist also eine Grundvoraussetzung. Informationen aus verschiedenen Bereichen und Sichtweisen sind dabei zu kombinieren:

- Historie der Betriebsführung
- Serviceprotokolle
- Angaben aus der Finanzbuchhaltung (Kosten aus Rechnungen, Gutschriften)
- Angaben aus der Materialwirtschaft (Bauteilpreise, Preisentwicklungen, Bestand)

Nicht bekannt sind in der Regel

- Jegliche Informationen aus der Gewährleistungsphase
- Informationen aus vorangegangenen Full-Service-Perioden

Bei der Abbildung des operativen Instandhaltungsprozesses wurde auf die Art und Weise der Dateneingaben, Datenübertragungen und Kontrollen besonderes Augenmerk gerichtet. Dem Verbundprojekt stand die technische Prozessplattform MABI („Modulares Anlagen-Bewertungs- und Instandhaltungs-Paket“) zur Verfügung, auf der praxistaugliche Eingabemasken entwickelt und getestet wurden. Im Rahmen des Projektes wurde die Fachschale Wind „MABI-WEA“ geschaffen.

Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung

Das wesentliche Merkmal der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung als flexible Mischung unterschiedlicher Instandhaltungsstrategien ist die Ausrichtung aller Maßnahmen am konkreten Zuverlässigkeitsverhalten der zu betreuenden technischen Systeme. Entscheidungskriterien hinsichtlich Auswahl einer geeigneten Methodik sind:

- Logistische Gegebenheiten
- Verfügbarkeitsanforderungen
- Vorhandene Instandhaltungsreserven
- Gesetzliche Rahmenbedingungen.

Im ersten EVW-Projektjahr wurden bereits umfangreiche Diskussionen zu den Besonderheiten der WEA-Instandhaltung geführt, die in erste konzeptionelle Optimierungsansätze eingeflossen sind.

II.3.3 Instandhaltungsmanagement-Systeme für die Windenergie

Zum Zeitpunkt des EVW-Forschungsprojektes ist keine speziell auf die Bedürfnisse der Windenergie abgestimmte Instandhaltungsplattform bekannt. Die existierenden Anwendungen präsentieren sich in der Regel als Betriebsführungsdatenbanken, die das Thema Instandhaltungsmanagement nur in Form einer Dokumentverwaltung und als Terminmanagement bearbeiten. Schwerpunkt der bekannten Systeme liegt bisher in der Automatisierung des Berichtswesens. Systematische Analysen hinsichtlich zuverlässigkeitsbezogener Betriebs- und Instandhaltungsstrategien werden, soweit bekannt, zurzeit nicht oder höchstens ansatzweise durchgeführt.

Zudem sind die üblichen Wartungschecklisten vieler Hersteller in der Regel qualitativ oder quantitativ kaum verwertbar, da quantifizierte Detailinformationen, die einen Hinweis für Optimierungen liefern könnten, nicht erfasst werden (siehe Abbildung 75).

	Bremsscheibe			
17.2	<u>Sichtprüfung:</u> gleichmässiger Verschleiss, Risse		X	X
	Bremszange			
17.3	<u>Sichtprüfung:</u> Korrosion, Leckage		X	X
17.4	<u>Befestigung Bremse-Getriebe:</u> <u>Hersteller:</u> ██████████ Grösse: M20 8,8 SW20 Anzugsmoment: 350 Nm Bemerkung: Tectyl konservieren <u>Hersteller:</u> ██████████ Grösse: M24 8,8 SW36 Prüfmoment: 670 Nm Bemerkung: Tectyl konservieren <u>Hersteller:</u> ██████████ Grösse: M24 8,8 SW36 Prüfmoment: 670 Nm Bemerkung: Tectyl konservieren		X	X

Abbildung 75: Auszug aus Inspektions- und Wartungsprotokoll einer WEA der 1,5-MW-Klasse

II.3.4 Instandhaltungswerkzeug „MABI“

Das Instandhaltungswerkzeug „MABI“ unterstützt folgende Kernprozesse der Instandhaltung:

- Datenhaltung: Stammdatenpflege, Lebenslaufverwaltung, Dokumentenmanagement
- Störungsmanagement: Störungserfassung, -bekämpfung und -statistik, Störungs- und Instandsetzungsberichte
- Workforce-Management: Einsatzplanung und Mobilität, Auftragsmanagement
- Instandhaltungsmanagement: Maßnahmenplanung und –verfolgung
- Bewertung: technische und strategische Bewertung
- Fachschalenprinzip: Anpassung an die jeweilige Technologie

Prinzipiell erfolgen zur Realisierung der Ziele die windspezifischen Anpassungen der MABI-Fachschalen wie folgt:

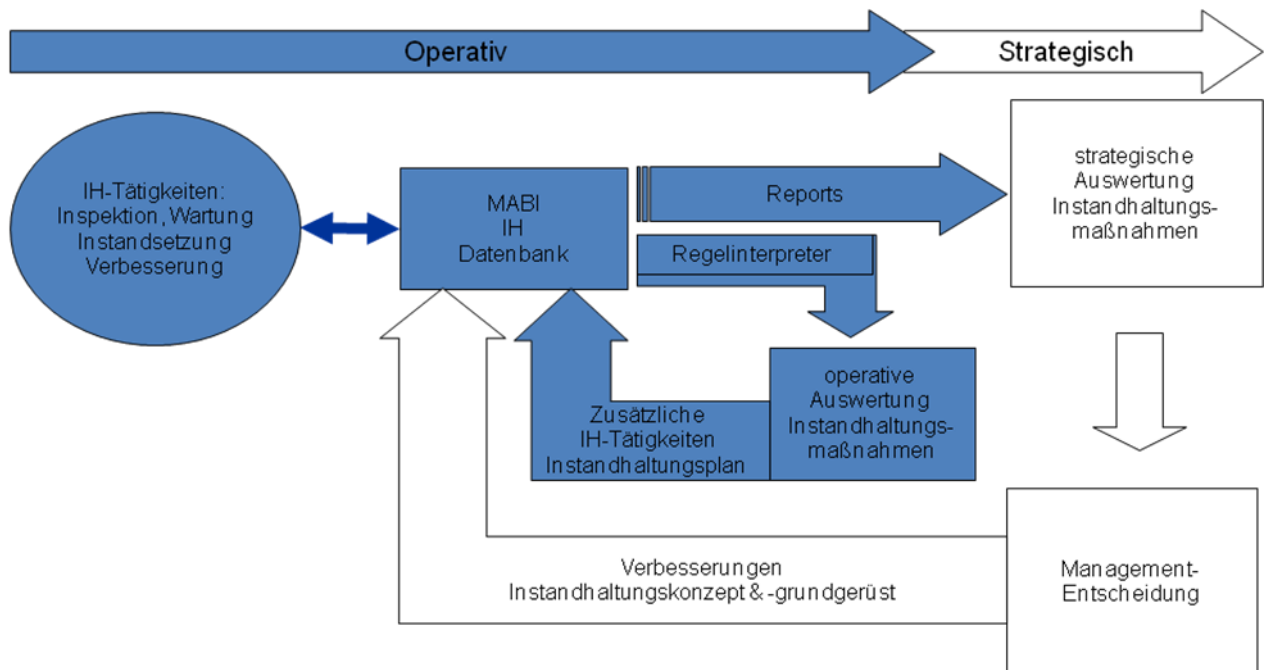


Abbildung 76: Zusammenspiel des Instandhaltungssystems mit den Lösungen der Projektpartner

Daraus leiteten sich für das Teil-Projekt der SAG zur Umsetzung im wesentlichen folgende Ziele ab:

- Workflow der operativen Instandhaltung für die Windenergie innerhalb der MABI-Datenbank abbilden
- Definition von analysfähigen Protokollen hinsichtlich Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltbarkeit und deren operative Auswertung für den unmittelbaren Instandhaltungsprozess
- Daten, die durch die Informationsquelle Mensch aus dem operativen Teil der Instandhaltung zur Verfügung gestellt werden, in hoher Datenqualität für Analyse, Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit bereitstellen
- Verbundpartner bei der Beschreibung der Gesamtprozesse, Festlegung einer einheitlichen Kennzeichnung von Bauteilen sowie Klassierung von Zuständen unterstützen, um durch eine Harmonisierung den Austausch von Daten untereinander zu erleichtern und den Anstoß in der Richtlinienarbeit für eine branchenübergreifende Regelung zu bewirken
- Standardisierte Informationsstrukturen mit den Projektpartnern definieren
- die Verbundpartner bei der Formulierung und Unterstützung zuverlässigkeitsorientierter Bewertungskriterien und Auswerteprozeduren unterstützen

Für das Vorhaben wurde durch das Instandhaltungswerkzeug MABI eine Möglichkeit geschaffen, die manuell durch die Informationsquelle Servicetechniker erfassten Daten einer Vorbewertung zuzuführen bzw. geeignet aufzubereiten.



Abbildung 77: Fragen der Instandhaltung

Während der Projektarbeit stellte sich heraus, dass eine Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit nur bei Full-Service-Konzepten sinnvoll ist. Beim herstellerunabhängigen Servicekonzept übernimmt der Service üblicherweise nur einen Teil des Ablaufes, nämlich die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen und deren Dokumentation. Somit stehen ihm nicht die kompletten Daten zu Verfügung.

Daher liegt ein Schwerpunkt für den unabhängigen Serviceprovider in der Beschaffung bzw. Lieferung von aufbereiteten und auswertbaren Daten aus der operativen Instandhaltung für die übergeordnete Datenbank in der Betriebsführung. Den Kunden werden über eine definierte Schnittstelle die vom Service erfassten Daten für weitergehende Analysen automatisiert zur Verfügung gestellt.

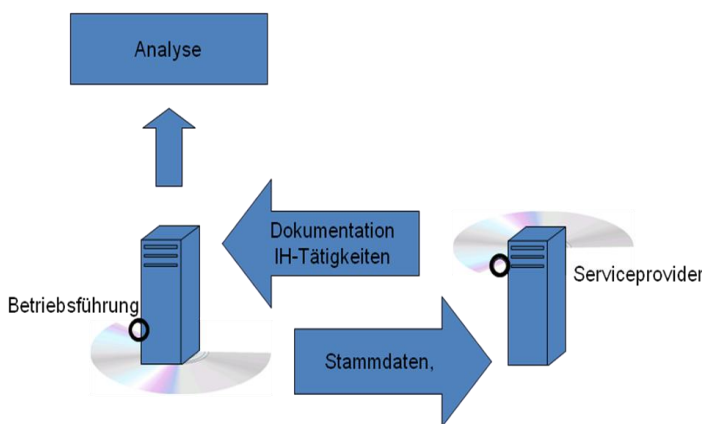


Abbildung 78: Informationsfluss

Abbildung 78 zeigt auf, wie der Datenfluss zwischen Betriebsführung und Serviceprovider erfolgen kann. Das Instandhaltungswerkzeug MABI kann aufgrund seiner modularen Struktur sowohl in die IT-Struktur des Serviceproviders als auch in die des Betriebsführers eingebunden werden. Dasselbe Prinzip kann auch bei anderen Quellen für instandhaltungsrelevante Daten eingesetzt werden.

Erst auf der Ebene der Betriebsführungsdatenbank, in der alle instandhaltungsrelevanten Informationen aller Prozessbeteiligten zusammengeführt werden, ist der Einsatz von Werkzeugen zur Analyse, Simulation und Prognose von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltung sinnvoll. Allerdings nur dann, wenn eine entsprechende Anzahl von Windenergieanlagentypen erfasst wird. Sollte die Anzahl der betreuten Windenergieanlagen nicht ausreichend oder eine größere Schärfe der Analysen notwendig sein, ist der Aufbau eines größeren Datenpools mit

Einbindung weiterer Beteiligter erforderlich. Voraussetzung ist, dass sich alle Beteiligten bei der Bereitstellung von Informationen an gemeinsame Regeln hinsichtlich Objekt- und Umfeldbeschreibung, Strukturierung sowie Ereignisbeschreibung halten müssen.

MABI-Module



Abbildung 79: MABI Module

MABI ist eine modular aufgebaute Plattform zur Unterstützung der Instandhaltungstechnischen Prozesse von Energieversorgungsunternehmen. Genutzt wird ein J2EE-konformer Applikationsserver, das System ist in JAVA entwickelt, als Datenbank wird Oracle verwendet. Die Anwendung ist webfähig, so dass als Arbeitsplätze bestehende Büro-PC mit einem Webbrowser verwendet werden können. Durch die gewählte Softwarearchitektur ist die Applikation skalierbar und kann an unterschiedliche Anforderungen angepasst werden, was eine Grundvoraussetzung für die Entwicklung der Fachschale MABI-Wind darstellt. Durch das universelle Schnittstellenmodul GBOS kann MABI in vorhandene IT-Landschaften, wie z.B. SAP, GIS, SCADA etc. eingebunden werden. Somit ist eine flexible Anbindung an marktgängige Betriebsführungssysteme möglich.

Für den Betrieb von MABI wird eine Grundstruktur für die Konfiguration der Hardware-Komponenten vorausgesetzt. Die Realisierung der Softwarelösung erfolgte gemäß einer 3-Schichten-Architektur. Hierdurch besteht die Möglichkeit, die Datenpräsentation, die Applikation und die Datenhaltung hardwaremäßig voneinander zu trennen. Die extreme Skalierbarkeit der Anwendung ermöglicht den Einsatz mit mehr als 600 Usern.

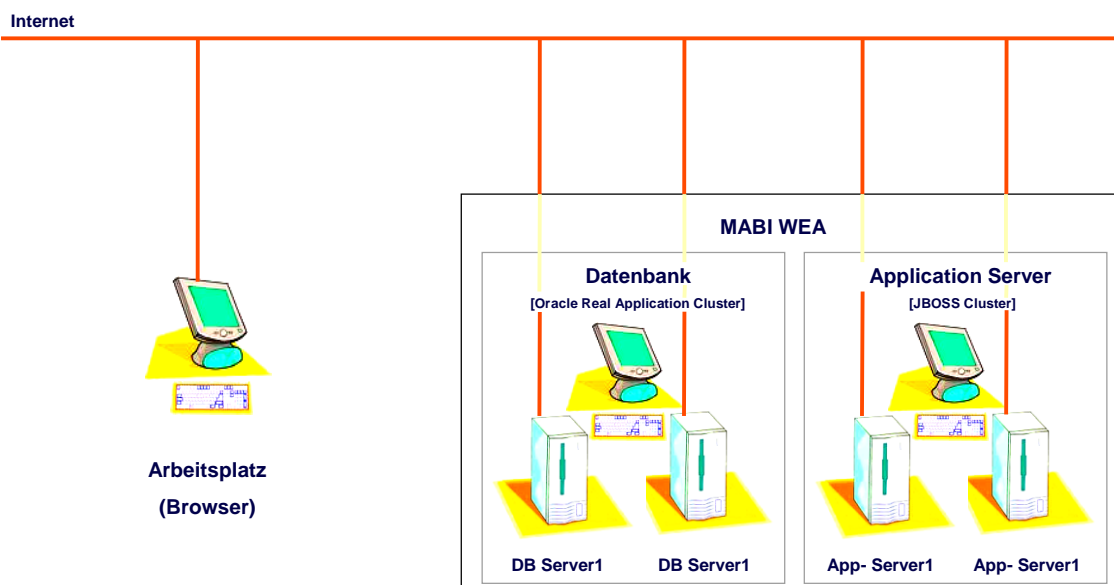


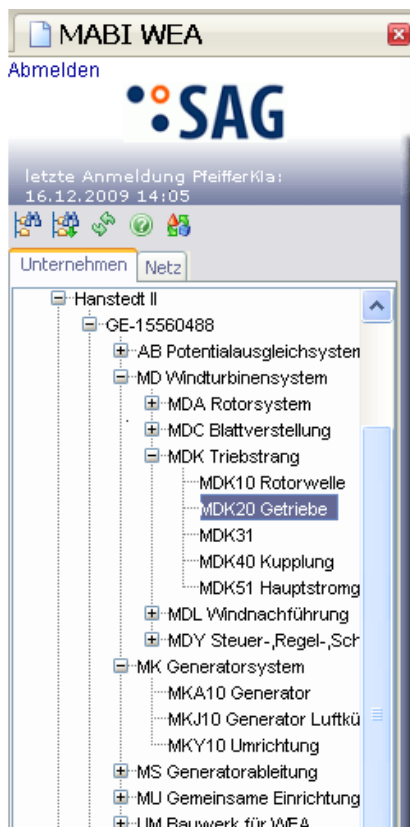
Abbildung 80: Beispielkonfiguration für MABI

Aktuelle Systemdaten für die Nutzung während des Verbundprojektes waren:

- Hardware:
 - CPU: 2.2 GHz DUAL Core AMD Opteron Processor 175

- Memory: 4095 MB
- Harddisk: 250 GB
- Network Speed: 10 MB/s, 100 MB/s
- Software:
 - OS: Windows 2003 Server, SP 2
 - System Type: Server, stand alone, Terminal Server
 - Zugreifbar über Internet URL
- Web Application Server:
 - JBOSS 4.0.1. SP 1, Apache Tomcat 5.0.27
- Datenbank:
 - ORACLE Version 10g

Strukturierung einer Windenergieanlage



Gemeinsam mit den Projektpartnern wurde eine Strukturierung der WEA nach RDS-PP entsprechend VGB D116 D2 vereinbart, auf dessen Basis ein Datenaustausch der unterschiedlichen Datenbanken erfolgen kann.

Da eine Struktur nach RDS-PP im bisherigen Einsatzgebiet von MABI nicht genutzt wurde, erfolgte eine entwicklungstechnische Anpassung für die Fachschale Wind.

Abbildung 81: Strukturierung nach RDS-PP

Datenbasis für Inspektions- und Wartungsprotokolle

Für die Weiterentwicklung der Protokolle wurden die zu prüfenden Schadensbilder dem Pflichtenheft des Herstellers entnommen und durch Instandhaltungserfahrung ergänzt. Um Auswertungen zu ermöglichen, muss prinzipiell sowohl der vorgefundene Zustand des Arbeitspunktes als auch der Zustand nach Beendigung der Arbeiten dokumentiert werden.

Abbildung 82: Beispiel für ein Serviceprotokoll

Die ersten Feldversuche ergaben, dass die Vielzahl der zu dokumentierenden Details häufig zu Akzeptanzproblemen führte. Spielräume in der Auslegung der Bewertungsergebnisse führten darüber hinaus zu gewissen Unschärfen bei der Zustandsbewertung.

Im Rahmen der Standardisierung des Globalen Service Protokoll (GSP) wurden daher noch Vereinfachungen und Präzisierungen in der Gestaltung vorgenommen.

Stammdatenmodul

Abbildung 83: Beispiel für Stammdaten

Zu jeder Betrachtungseinheit bzw. Instandhaltungsobjekt werden Stammdaten benötigt, die aus dem Betriebsführungssystem bzw. einem ERP-System übernommen werden können.

Typisierung

Instandhaltungsobjekte, die hinsichtlich des Instandhaltungs-Konzeptes als gleich betrachtet werden können, werden in MABI als Instandhaltungsobjekttyp beschrieben. So können Typdaten zentral verwaltet und mit dem jeweiligen Instandhaltungsobjekt verknüpft werden.

Abbildung 84: Beispiel für Instandhaltungsobjekttyp

In der Typisierung können die gemeinsamen Daten der Instandhaltungsobjekttypen wie z.B. technische Daten, Arbeitsanweisungen, Dokumente, Zyklen von Maßnahmen, aber auch Verweise zur Materialwirtschaft, verwaltet werden.

Dokumentenmanagement

Kategorie	Beschreibung	Links
PDF	Technische Zeichnung Bremsystem	/Konstruktionsplan.pdf
PDF	Servicehandbuch	/Servicehandbuch.pdf

Abbildung 85: Beispiel für Dokumentenmanagement

Jeder Betrachtungseinheit, jedem Instandhaltungsobjekt, jedem Teilsystem bzw. jeder Komponente können Dokumente zugeordnet werden.

Instandhaltungsplanung

Im Instandhaltungsmodul werden alle geplanten Ereignisse vorgehalten. Somit übernimmt MABI hier den Teil der Initiierung und einen Teil der Steuerungsfunktion des Instandhaltungs-Managements.

Id	Maßnahme	Objektbeschreibung	Hierarchie	Typ	Zyklus	Planung	Bearbeitungsdatum	Inhalt
P3 MDA11	Rotorblatt A	-- MDA11 Rotorblatt A		0	1997	19.12.1997	14.07.2008 09:51	
P3 MDA12	Rotorblatt B	-- MDA12 Rotorblatt B		0	0	19.12.1997	14.07.2008 09:51	
P3 MDA20	Rotornabe	-- MDA20 Rotornabe		0	0	19.12.1997	14.07.2008 09:51	
P3 MDA30	Rotoranreicherung	-- MDA30 Rotoranreicherung		0	0	19.12.1997	14.07.2008 09:51	
P3 MDC10	Blattverstellung	-- MDC10 Blattverstellung		0	0	19.12.1997	14.07.2008 09:51	
P3 MDC13	Blattverstellung C	-- MDC13 Blattverstellung C		0	0	19.12.1997	14.07.2008 09:51	
P3 MDK10	Rotorwelle	-- MDK10 Rotorwelle		0	0		14.07.2008 09:51	
P3 MDK20	Getriebe	-- MDK20 Getriebe	Rotorh L+S	1	1996	19.12.1997	14.07.2008 09:51	
P3 MDK51	Hauptstromgetriebe	-- MDK51 Hauptstromgetriebe		0	0		14.07.2008 09:51	

Abbildung 86: Beispiel für die Instandhaltungsplanung

Die Maske zeigt dann die in dem gewählten Zeitraum fälligen Maßnahmen. Alle wiederkehrenden Maßnahmen sind mit einem Zyklus versehen, der nach Inbetriebnahme der WEA beginnt. Die im Zeitraum fälligen Maßnahmen können ausgewählt und als Sammel- oder Einzelauftrag ausgegeben werden.

Störungsmanagement

Gemeldete Störungen werden unter der Rubrik Ereignisse/Störungen und Alarme entgegengenommen, wobei während des Vorhabens noch keine direkte Kopplung zu einem Betriebsüberwachungssystemen realisiert wurde. Direkte Verbindungen zu den Steuerungssystemen der WEA sind nicht vorgesehen. In MABI können gemeldete Störungen jeder Art angelegt werden.

DFÜ Fehlermeldung KM	
Archiviert	<input type="checkbox"/>
Nummer	5
Beginn	14.07.2008 10:02
Festgestellt durch	Beseler
Steuerung	Klöckner Möller
Bemerkungen	Anlage nach Fehlermeldung neu gestartet
Fehlercode	1
Erzeugt: 14.07.2008 10:03 von: JBeseler	
Geändert: 14.07.2008 10:03 von: JBeseler	

Abbildung 87: Beispiel für Störungsannahme

Das Störungs-Management erfolgt über MABI.

Meist wird diese Funktion über die üblichen Betriebsführungs-module schon abgebildet.

Um die Vielzahl der möglichen Fehler für das Bedienpersonal beherrschbar zu gestalten, wurde ein Wissensmanagement eingeführt, indem typische Fehlerfälle mit festgelegten Codes belegt wurden. Hinter den Störungs-codes ist ein Error-Handling mit Angaben zu möglichen Ursachen und den notwendigen Maßnahmen hinterlegt. Die angelegten Informationen werden ständig

durch Herstellerhinweise und Erfahrungen aus dem laufenden Betrieb aktualisiert und führen somit zu einer kontinuierlichen Verbesserung des Entstörungsprozesses..

Neben der Angabe des Störungscode, die über die Betriebsüberwachung übertragen oder auch manuell eingetragen werden kann, trägt auch das Callcenter Fehlermeldungen ein. Hierbei ist eine Menüführung hinsichtlich der Strukturierung nach RDS-PP und eine Beschreibung der Ereignisse nach dem Zustands-Ereignis-Merkmal-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ErzEMS) nach Verabschiedung der jeweiligen Richtlinien vorgesehen

Alle Informationen zur Störung werden archiviert. Eine Störung, die nicht direkt aus der Zentrale behoben werden kann, löst einen Entstörungseinsatz über das Auftragsmodul aus.

Auftragsmodul

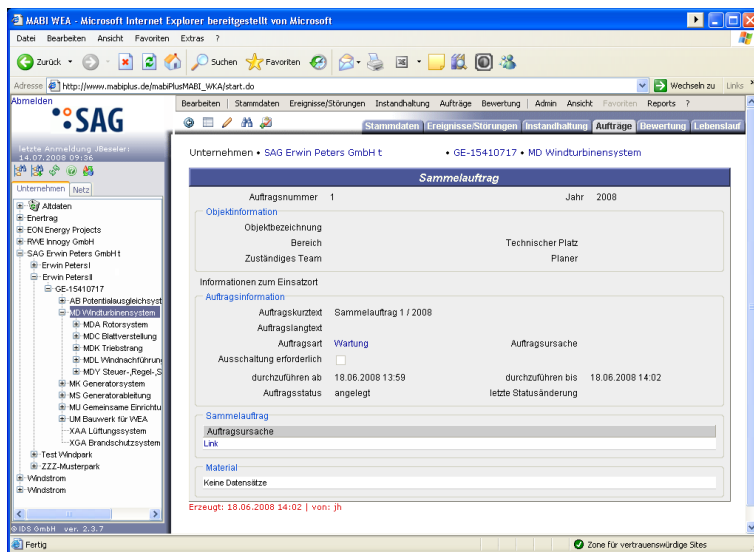


Abbildung 88: Beispiel für das Auftragsmodul

Im Auftragsmodul stehen die vom Störungs-Management und von der Instandhaltungsplanung ausgelösten Aufträge bereit und können direkt bearbeitet werden oder an ein weiteres System, z.B. ein ERP-System zur kaufmännischen Bearbeitung, übergeben werden.

Bewertungsmodul (operativ)

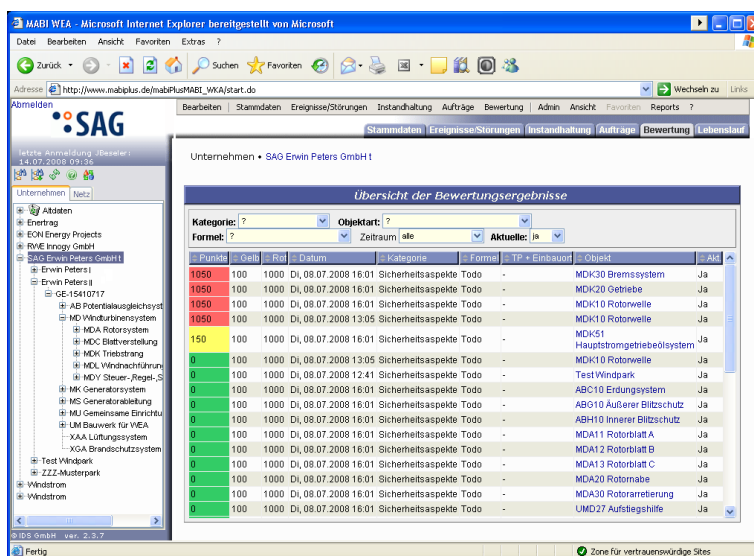


Abbildung 89: Beispiel: Bewertungsmodul für die Fortschreibung des Instandhaltungsplans

Innerhalb des Bewertungsmoduls können über einen Regelinterpreter Prioritäten für die Fortschreibung des Instandhaltungsplans vorgenommen werden und in einer Ampel-Logik übersichtlich dargestellt werden.

Voraussetzung hierfür sind entsprechende bewertbare Strukturen in den Protokollen. Im Rahmen der Definition des Ereignis-Merkmal-Schlüssels für Erzeugungseinheiten (ErzEMS) erfolgt hier noch eine Standardsie-

Lebenslauf/ Betriebsmittelhistorie

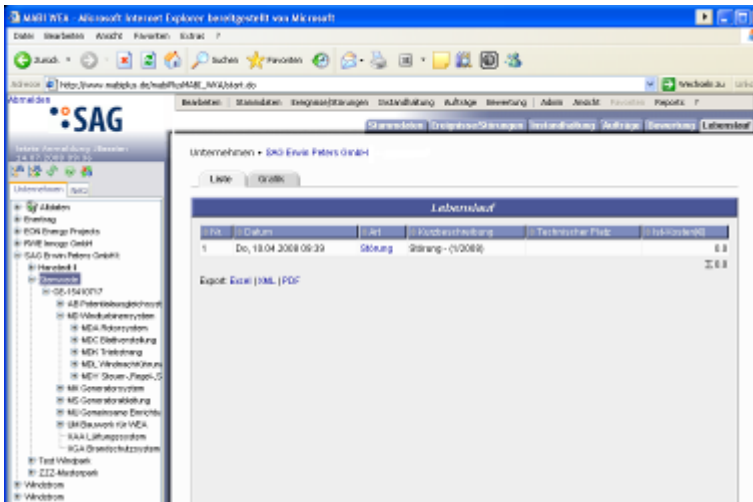


Abbildung 90: Lebenslaufakte

Mobile Datenerfassung online/ offline

Das Instandhaltungswerkzeug MABI lässt zwei Möglichkeiten der Datenerfassung zu:

Online: via UMTS oder GPRS als Internetverbindung / VPN Tunnel zum MABI Server - der volle funktionale Umfang von MABI ist nutzbar.

Offline: via MABIMobile – die wichtigsten MABI-Funktionen zur Betriebsmittelerfassung und Instandhaltung sind auf dem Eingabegerät verfügbar; die Daten werden lokal zwischengespeichert; an einem dafür eingerichteten Arbeitsplatz erfolgt die Synchronisation mit MABI Server.



Abbildung 91: Eingabegeräte

Die Ereignisdaten, die rund um eine WEA anfallen, werden in einer Lebenslaufakte aufgeführt.

Diese Funktion ist in einigen Betriebsführungs-Systemen teilweise schon realisiert.

Um die Funktion sowie das Handling der gewählten Eingabegeräte und der Inspektions- und Wartungsprotokolle sicherzustellen, wurden 2 Outdoor-Tablet-PC und ein PDA einem Praxis-test unterzogen.

F = Forderung W4 = Sehr wichtig W3 = Wichtig W2 = Interessant W1 = Wenn möglich	Anforderungsliste Endgerät MABIplus	Erstellt am: 03.12.2007 Erstellt von: Christian Fröhlingdorf Blatt: 1 von 1
Lfd.Nr.	F/W	Anforderung
		Kosten
1	F	Maximal 10% der Werte an Werkzeug auf einem Servicewagen
		Maße und Gewichte
2	W3	Maße maximal wie handelsüblicher Laptop
3	W4	Gewicht maximal 2,5 kg
		Schnittstellen
4	W2	Serieller Port
5	W1	VGA-out
6	W3	USB
7	W3	PCMCIA
8	W2	SD-Card-Reader
9	W3	RJ11
10	W3	RJ45
11	W4	Bluetooth
		Sonstige
12	F	Schutzklasse IP54
13	W4	Ölresistent
		Software
14	F	Stand der Technik
15	W4	MS-Office
16	F	Schrifterkennung
		Systemleistung
17	F	Stand der Technik
18	F	GPRS
19	F	UMTS
20	F	W-LAN
21	W4	56K-Modem
22	W4	Ethernet

Anforderungsliste für Eingabegeräte

Reporting

Die Auswertung von Daten in MABI erfolgt zum einen standardmäßig mit „on-board-Werkzeugen“. Dazu gehören die in Listen angezeigten Ergebnisse der Stammdatensuche bzw. die Listenanzeige im Bereich Störungen / Ereignisse sowie der Lebenslauf. Sämtliche Listenanzeigen, wie z.B. auch die Serviceprotokolle, lassen sich in Form von PDF- oder EXCEL-Dateien exportieren, teilweise mit konfigurierbaren Spalteninhalten. Die weitere Verarbeitung kann mit handelsüblicher Office-Software erfolgen.

Zum anderen sind komplexere Recherchen mit speziellen Recherchewerkzeugen wie z.B. Crystal Reports oder Jasper Reports möglich. Diese Tools erlauben neben einmalig durchgeführten ad-hoc Auswertungen auch benutzerspezifische Reports (u.a. mit Schnittstelle für RAMS/LCC-Analysen), die mittels so genannter Templates definiert und bei Bedarf direkt aus der Anwendung heraus aufgerufen werden können. Alle Ausgaben erfolgen im XML-, EXCEL- oder PDF-Format.

Die Ergebnisse sind zufriedenstellend ausgefallen. Das Gewicht der Erfassungsgeräte stellt während des Aufstiegs und der Benutzung im Maschinenhaus für einen Servicetechniker keine große Belastung dar. Für die Benutzung in der WEA sind die getesteten Eingabegeräte geeignet, jedoch fehlt eine robuste Tragevorrichtung am Körper, damit der Servicetechniker beide Hände frei hat.

Die Funktionalitäten in Bezug auf Empfang und Laufzeit des Akkus stellten kein Problem dar. Der UTMS-Empfang im Turm und Maschinenhaus ist problematisch. Daher ist es notwendig eine Offline – Funktion von MABI zu verwenden.

Die Lesbarkeit, Bedienung und Zuordnung der Betriebsmittel war ebenfalls voll zufriedenstellend. Die Protokolle sind übersichtlich und leicht zu bedienen.

II.4 Teilprojekt ENERTRAG: Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien für die Windenergie unter besonderer Berücksichtigung der Offshore-Bedingungen

II.4.1 Spezifische Fragestellungen für ENERTRAG als Betreiber

Die wichtigsten Bewertungskriterien hinsichtlich der Zufriedenheit der Betreiber von Windenergieanlagen lassen sich in folgenden Punkten zusammenfassen:

- Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit
- Produktion und Erträge
- Instandhaltungskosten und Ersatzteildisposition
- Lebensdauer und Qualität

Diese Faktoren werden nicht zuletzt durch qualifizierten Betrieb und Instandhaltung beeinflusst. Zur Unterstützung beim Betrieb von WEA sind die wissenschaftlich anerkannten Werkzeuge der RAMS/LCC-Technologie und die daraus abgeleiteten Maßnahmen sinnvoll einsetzbar. Es handelt sich dabei um durch technische Standards festgelegte und in anderen Branchen hinreichend erprobte Instrumente. Wenn sie von allen Prozessbeteiligten rund um Betrieb und Instandhaltung von WEA angenommen werden, können sie Entscheidungsgrundlagen und Prognosen für die Instandhaltungsstrategien liefern. Die systematische Analyse über das Zusammenwirken von Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Instandhaltung mit den RAMS/LCC-Methoden ist allerdings bei den meisten Betriebsführern in der Windenergiebranche unbekannt. Nicht zuletzt aus Kostengründen und kurzfristigen Sichtweisen heraus scheuen viele potentielle Nutzer den Aufwand für die Einführung einer systematischen, strukturierten Datenerfassung und –auswertung in Betrieb und Instandhaltung.

II.4.2 Aufgabenstellung für die ENERTRAG AG

Die ENERTRAG AG wurde 1998 gegründet und ist 2010 mit mehr als 440 WEA im Eigenbestand eines der größten auf Nachhaltigkeit spezialisierten europäischen Energieunternehmen. Neben dem Windbereich bestehen auch Aktivitäten in den Bereichen Bioenergie, Photovoltaik und Wasserstoff (Hybridkraftwerk). ENERTRAG betreibt ein eigenes Hochspannungsnetz im Nordosten von Deutschland.

Da ENERTRAG langfristig ihren regenerativ erzeugten Strom an der Börse vermarkten möchte, ist neben der Wetterprognose auch die Prognose der technischen und operationalen Verfügbarkeit von erheblicher Bedeutung.

Der Projektanteil der ENERTRAG befasste sich folgerichtig mit der Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien für WEA unter besonderer Berücksichtigung der Offshore-Bedingungen.

Ein wichtiger Aspekt des Projektes war die automatisierte Erfassung und Strukturierung von Daten der Betriebsüberwachung im Falle von WEA. Wichtige Instrumente sind hierzu sowohl die Fernabfrage der Informationen aus der Anlagensteuerung als auch die Datenabfragen zu Messdaten der Condition-Monitoring-Systeme (CMS). ENERTRAG verfügt diesbezüglich über eine Datenbanklösung in der Leitwarte, das PowerTerminal (PT), sowie über ein Diagnosecenter für CMS. Die Aktualisierung der Daten für die Fernüberwachung erfolgt europaweit etwa alle 10 Minuten.

Im Rahmen des EVW-Projekts wurden gemeinsam mit den Projektpartnern Festlegungen für eine Datenbankanpassung hinsichtlich Informationsbereitstellung getroffen. Dies betraf insbesondere Charakteristika wie Objektbeschreibungen, Strukturierung der Anlagen, Definition und Klassierung von Schäden oder Störungen sowie Umgebungsbeschreibungen (Windbedingungen, Leistungskurve usw.). Für das EVW-Projektvorhaben lieferte ENERTRAG reale Daten und Fachwissen für die verschiedenen Analysen der Projektbeteiligten zu. Die notwendige Zusammenführung und Aufarbeitung dieser spezifisch strukturierten Daten erfolgte mit speziellen Übersetzungstabellen und brachte – zumindest bei ausreichender Datenbasis - sofort unmittelbare Erkenntnisse.

Der Projektanteil der ENERTRAG bestand weiter in einer Nutzenanalyse und der Entwicklung von zuverlässigkeitsbezogenen Betriebs- und Instandhaltungsstrategien sowie deren Umsetzung in eine für den laufenden Betrieb möglichst langfristig störungsfreie Realisierungsstrategie. Informationen direkt aus dem operativen Betrieb mit der Überwachung von über 950 Anlagen waren für das Projekt nicht verfügbar.

Wichtig ist für ENERTRAG weiterhin die Einbindung der Windenergieanlagen in ein ganzheitliches Konzept der Energieerzeugung. Entscheidend für die Zukunft der Energieversorgung ist die Integration der Windenergie in den Energiemix - wie in der folgenden Abbildung dargestellt:

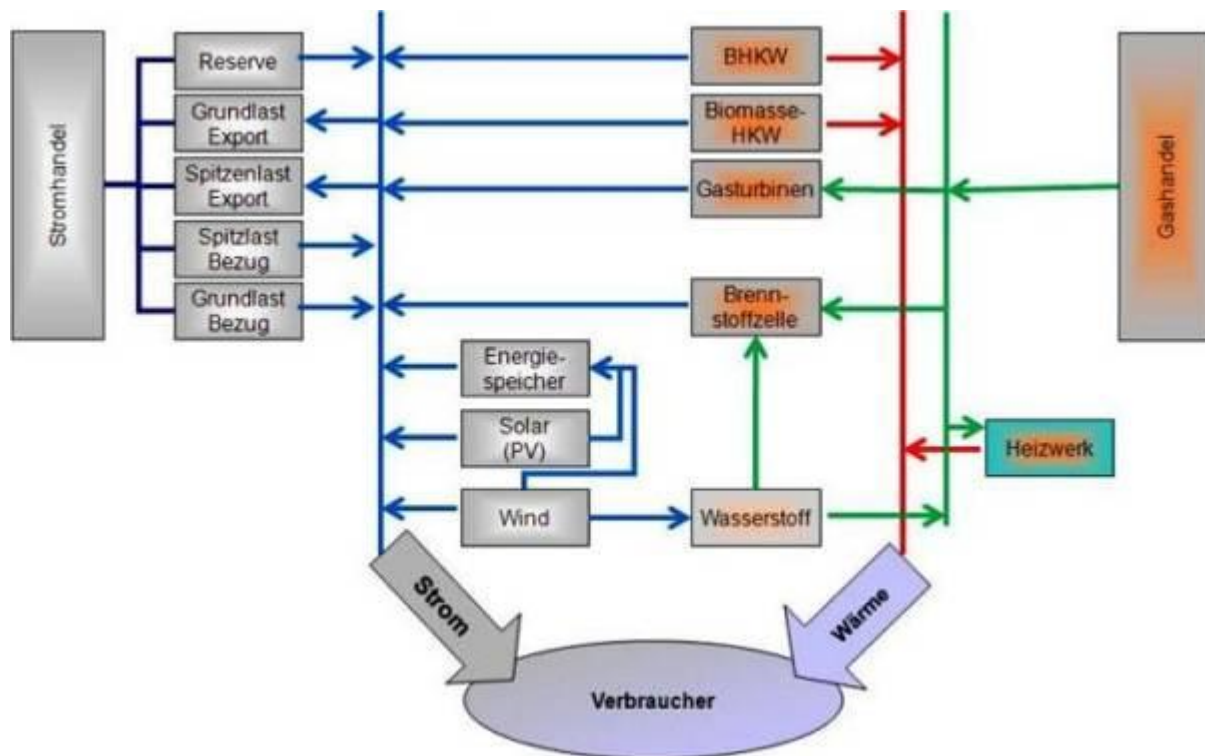


Abbildung 92: Der Energiemix in der nahen Zukunft

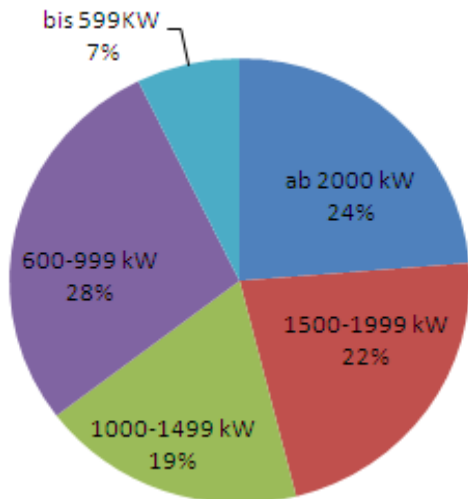
Um einen solchen Energiemix als virtuelles Kraftwerk, dessen Produktion am Strommarkt platziert werden kann, zu gestalten, bedarf es unter anderem komplizierterer Werkzeuge:

- Prognosesysteme für Bedarf/Verbrauch
- Prognosesysteme für Energetische Verfügbarkeit
- Fahrplan-System der Erzeugungssysteme für optimierte Fahrweise
- Berechnungen für Auslastung und wirtschaftliche Auslegung des Transportnetzes
- Prozessautomation- und Visualisierung
- Netzwerkkommunikation, webbasierte Zugriffe
- Prozesskenntnisse über Kraftwerke, Erzeugungseinheiten und den Strommarkt

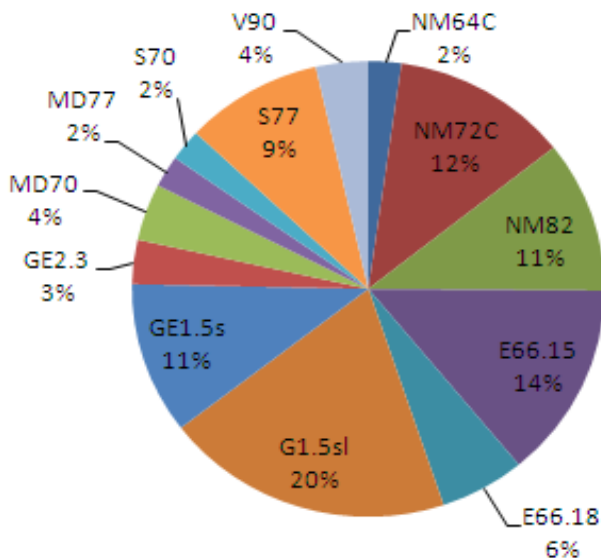
Vor allem gewinnen Prognosen zur energetischen Verfügbarkeit der WEA unter Berücksichtigung von stochastischen Prozessen bei der Energieumformung von Wind- in elektrische Energie und der Instandhaltung insbesondere im Offshore-Bereich und seinen großen Windparks zunehmend an Bedeutung.

II.4.3 Erzielte Ergebnisse im Asset Management

Das Unternehmen ENERTRAG verfügt über Datenbestand, der von mehr als 950 Anlagen seit einigen Jahren gespeist wird. Aus Gründen der Vertraulichkeit wurden für das EVW-Forschungsvorhaben nur die Daten von Anlagen aus dem Bestand der eigenen Unternehmensgruppe zur Verfügung gestellt.



Betreeute Anlagen der ENERTRAG aufgeteilt in Leistungsklassen



Typenvielfalt am Beispiel der Leistungsklasse 1500-1999kW

Interner Anlagenbestand

Zwischen den ENERTRAG-Betreiber-Gesellschaften und ENERTRAG Energiedienste (EED) bestehen Betriebsführungs- und Instandhaltungsverträge mit Verfügbarkeits- und Ertragsgarantien. EED betreut ca. 400 Anlagen für die ENERTRAG-Gruppe.

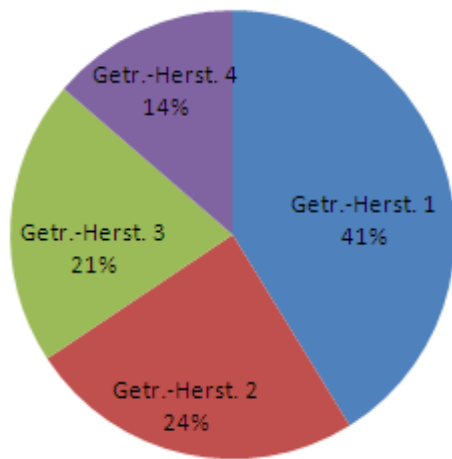
Für ca. 45% der Anlagen des internen Anlagenbestandes bestehen Full-Service-Verträge mit den Herstellern der WEA. Aus Sicht der Betriebsdaten stehen jeweils Störungsinformationen aus der Fernüberwachung und Inspektionsberichte von Anlagenbegehungen zur Verfügung.

Für die restlichen ca. 55% des internen Anlagenbestandes werden die Instandhaltungsmaßnahmen im Wesentlichen durch ein eigenes Serviceunternehmen, ENERTRAG Service (ES), durchgeführt. Deshalb stehen hier abgesehen von den Problemen der Datenerhebung in der Gewährleistungszeit, die kompletten Daten über den gesamten Lebenszyklus der Anlagen zur Verfügung.

Externer Anlagenbestand

Als herstellerunabhängiger Serviceprovider betreut ES insgesamt über 950 Anlagen aus dem internen und externen Bestand.

Je nach Vertragsumfang und Laufzeiten ste-



Vielfalt der Zulieferer von Getrieben für WEA-Typen der Leistungsklasse 1500 bis 1999 kW

hen aus dem externen Bestand Informationen komplett nur für ein Zeitfenster zur Verfügung bzw. wird nur ein Teil der instandhaltungsrelevanten Daten über die bisherige Laufzeit erfasst. Die Daten aus dem externen Bestand stehen deshalb nur bedingt für systematische Auswertungen zur Verfügung.

Komponentenvielfalt

Die Anzahl der betreuten Anlagen des gleichen Typs mit identischen Bauteilen ist von wesentlicher Bedeutung für die Repräsentativität von abgeleiteten Aussagen. In der Abbildung wird die mengenmäßige Aufteilung auf verschiedene Getriebetypen einer WEA der 1,5-MW-Klasse deutlich. Der Informationsumfang für den einzelnen Getriebetyp ist entsprechend aufzuteilen.

Ergebnis

Für eine hohe energetische Verfügbarkeit der Anlagen sind zusätzliche Ressourcen zu aktivieren. Wie im allgemeinen Maschinenbau bereits *state of the art*, sind Methoden der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung ein nicht zu unterschätzender Faktor zur Erhöhung der Verfügbarkeit. Das EVW-Projekt zeigt Wege auf, wie auch die Windbranche mit ihren Besonderheiten von den allgemeinen Erfahrungen anderer Branchen profitieren kann.

Im Einzelfall sind zunächst die Besonderheiten zu analysieren. Trotz des umfangreichen Anlagen-Portfolios der ENERTRAG stehen einer relativ großen Anzahl von betreuten WEA nicht immer genügend validierte Kennzahlen für alle Typen bzw. deren Teilsysteme oder Komponenten zur Verfügung.

Daraus ergibt sich die unbedingte Notwendigkeit, einen Datenpool zusammen mit mehreren Großbetreibern einzurichten, um eine ausreichende Anzahl von Stichproben für statistische Auswertungen und den Aufbau einer ersten Kennwerte-Bibliothek zu erhalten. Nur so kann langfristig die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung etabliert werden.

Konsequenzen für Offshore

Im Offshore-Bereich ist allein schon wegen der Größenordnung der Windparks, die zudem mit Windenergieanlagen desselben Typs und Baujahrs bestückt sind, langfristig mit ausreichendem Datenmaterial für die Einführung der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung zu rechnen. Der künftige Betreiber des Windparks muss im Ausschreibungsprozess u.E. nach darauf achten, dass sich die Variantenvielfalt einzelner Komponenten in Grenzen hält und er vom jeweiligen Hersteller die nach RDS-PP strukturierten Stücklisten für das Asset Management erhält. Die notwendigen Dokumente werden in der FGW Technischen Richtlinie Nr. 7 „Instandhaltung“, deren Revision 1 die Ergebnisse des EVW-Verbundprojektes berücksichtigt, aufgeführt.

II.4.4 Zielrichtungen für die Instandhaltung

Das gemeinsame Ziel der Bereiche Betriebsführung (EED) und Service (ES) ist es, bei den Anlagen im Bestand unbedingt die geforderte energetische Verfügbarkeit zu sichern. Dazu gehört auch, die Instandhaltungsmaßnahmen zeitlich und personell gezielt einzusetzen.

Vorausschauende Instandhaltungsstrategie

Mit einer vorausschauenden Instandhaltungsstrategie, deren Grundlage die Kombination von Zuverlässigkeits- und Betriebskennwerten mit Kostenpositionen ist, wird es möglich sein, Austauschszenarien für entscheidende Instandhaltungsobjekte zu realisieren. Meist wird es wichtig sein, diese Objekte so nah wie möglich vor der wahrscheinlichen Havarie auszutauschen.

In Verbindung mit dem Ertragsprognose-Werkzeug der ENERTRAG, basierend auf Auswertungen von Wetterdaten, werden verfügbarkeitsrelevante Instandhaltungsmaßnahmen in die ertragsschwache Zeit verlegt. Während der Untersuchungen im EVW-Projekt ergab sich noch eine interessante Perspektive: Die Prognose von technischer Verfügbarkeit. Für alle Betreiber, deren Windstrom an der Börse vermarktet werden soll, ist neben der Wetterprognose auch die Verfügbarkeit (Intervallverfügbarkeit) von erheblicher Bedeutung.

Zustandsorientierte Instandhaltung

Bei den kostenintensiven Hauptkomponenten ist, wann immer möglich und finanziell sinnvoll, die Ergänzung der vorausschauenden um eine zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie wichtig. Zum Beispiel bietet die Erweiterung der Betriebsüberwachung mit dem Einsatz eines Condition-Monitoring-Systems (CMS) ein Mehr an Sicherheit, um kostenintensive Fehlentscheidungen wie den zu frühen oder zu späten Austausch einer Komponente vermeiden zu können.

Prioritätenorientierte Instandhaltung

Im Sinne DIN V VDE V 0109-1 handelt es sich bei der „Prioritätenorientierten Instandhaltung“ um einen Mix verschiedener Instandhaltungsarten, die neben dem Zustand der Betrachtungseinheit weitere Kriterien der jeweiligen Instandhaltungsstrategie bzw. -art berücksichtigt. Im Offshore-Bereich erhält dieser Aspekt eine besondere Bedeutung, da diese eine Entscheidungshilfe für die Reihenfolge der anstehenden Instandhaltungsmaßnahmen darstellt.



Abbildung 93: Beispiel für Prioritätenorientierte Instandhaltung

Durch Priorisierung werden Einflüsse wie zum Beispiel Wichtigkeit, Zustand, Ausfallprognosen und Synergie-Überlegungen zur Kombination verschiedener Instandhaltungsmaßnahmen berücksichtigt und diese in eine Reihenfolge nach Wichtigkeit gebracht.

Beispiele für Kriterien zur Priorisierung:

- technische Aspekte: Alter einer Komponente, technische Einschätzung
- wirtschaftliche Aspekte: finanzielle Konsequenzen infolge Personengefährdung, Umweltschäden, Produktionsrückgang, Wetterbedingungen
- Synergieeffekte durch zeitliches und räumliches Zusammenlegen oder Vorziehen von Maßnahmen mit einem koordinierten Personal- und Materialeinsatz
- Allgemeine Betriebserfahrung
- Erfahrung des Service- und Betriebspersonals

II.4.5 CMS – Zustandsbewertung von WEA am Beispiel von Triebsträngen

Zusammen mit anderen Instandhaltungsmaßnahmen ist der Einsatz von Condition Monitoring Systemen (CMS) Teil des Konzepts, um vor allem gravierende Schäden zu vermeiden.

Projektpartner ENERTRAG setzt seit 2004 ein CMS (WinCon von SKF) auf den Windenergieanlagen mit Getrieben ein, im Wesentlichen für WEA ab einer Nennleistung von 1.000 kW aufwärts. Der gegenwärtige Bestand der überwachten WEA beläuft sich auf 171 Anlagen, deren Leistungsbereich bis 2,5 MW reicht.

Mit der Bewertung des Zustandes der Baugruppen des Triebstranges wurde die Möglichkeit geschaffen, Fehler und Schäden rechtzeitig zu erkennen und kurz vor Ausfall des betroffenen Bauteils zu beheben. Zusätzlich tritt der Effekt ein, dass die Ertragsverluste beim Bauteilversagen drastisch verringert werden können. Wenn beispielsweise ein Getriebeschaden ohne Vorankündigung auftritt, ist für die Beschaffung einer Austauschbaugruppe und der logistischen Vorbereitung des Getriebetausches ein Zeitraum von mindestens 6 Wochen zu veranschlagen. Falls kein Austauschgetriebe zur Verfügung steht und eine Reparatur des Getriebes beauftragt werden muss, kann die Betriebsunterbrechung der WEA leicht auch einen Zeitraum von 6 bis 9 Monaten betragen.

Der Einsatz von CMS macht den Austausch z.B. eines Getriebes planbar. Die Beschaffung der Ersatzbaugruppe und die logistische Vorbereitung können während des normalen Betriebes ohne Ertragsausfälle durchgeführt werden. Der eigentliche Baugruppentausch erfolgt dann in einem Zeitraum von ca. 3 Tagen.

An einem Beispiel soll die Analyse mittels CMS und die Umsetzung in den Instandhaltungsprozess verdeutlicht werden. Bei dem hier betrachteten Lagerschaden handelt es sich um eine Fest-/Loslagerkombination von einem QJ-Vierpunktlager und einem NU-Lager auf der Abtriebswelle (generatorseitig) des Getriebes.

Am Anfang detektierte das CMS-System einen Schaden: Die Effektivwerte der Beschleunigung in der Hüllkurve 3 stiegen auf unnormale Werte an. Im Diagramm erkennt man im Übrigen bereits die Rückkehr zu normalen Werten nach dem Lagertausch.

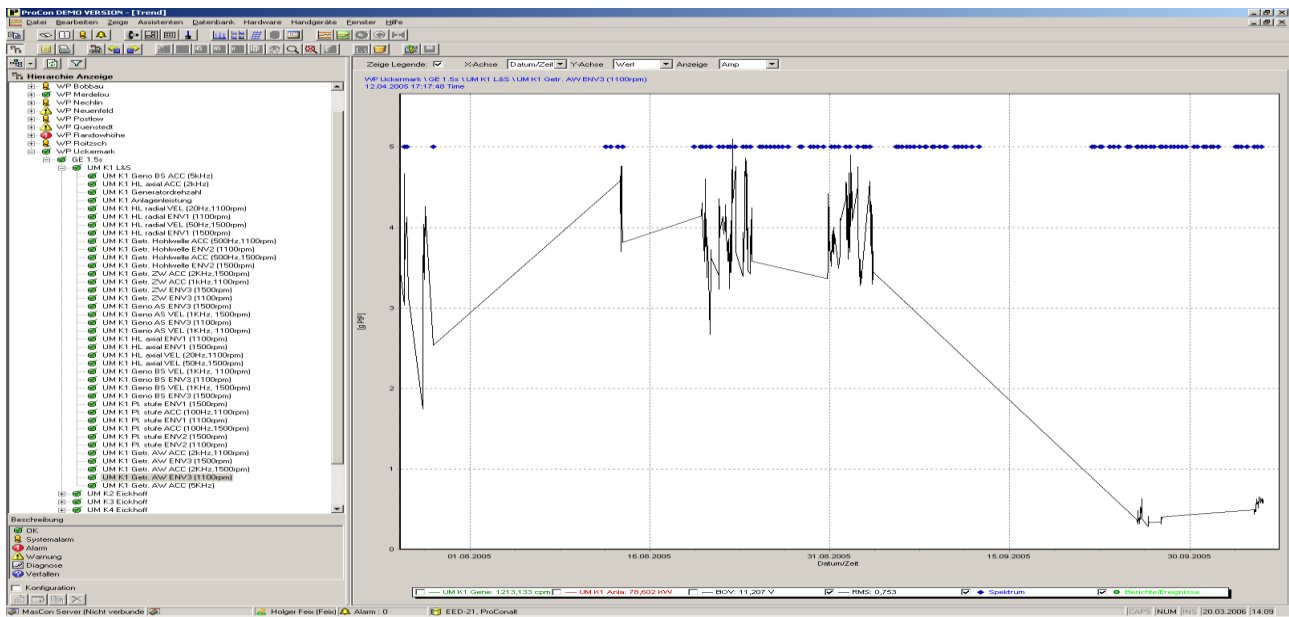


Abbildung 94: Zeitabhängige Auffälligkeiten

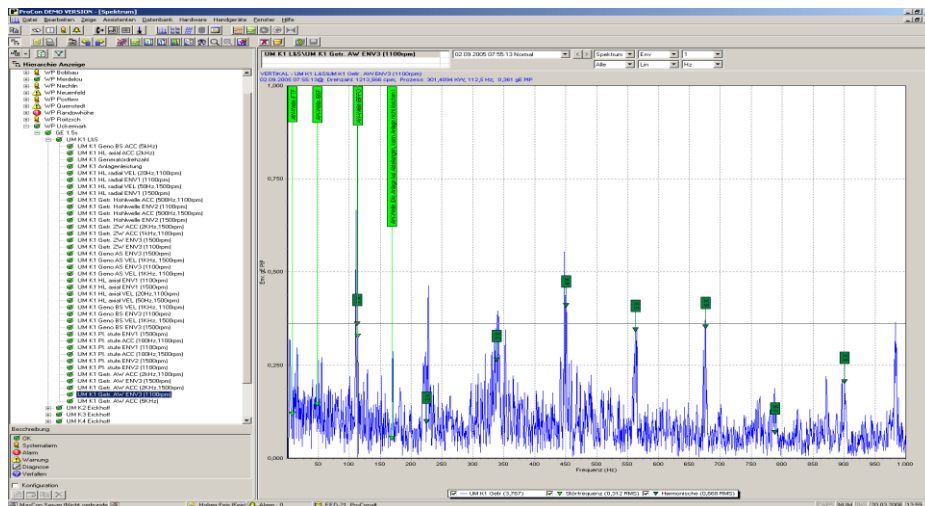


Abbildung 95: Frequenzspektrum des Abtriebswellen-Lagers vor Reparatur

Sehr deutlich ist der Außenringsschaden an seinem Peak und den dazugehörigen harmonischen Anteilen zu erkennen.

Zur Verifizierung des Schadens wurde eine Endoskopie veranlasst, die eine Schädigung des neben dem QJ-Lager liegenden NU-Lagers zeigt. Das QJ-Lager selbst ist endoskopisch vom Getriebe her nicht einsehbar, der vom CMS entdeckte Schaden wurde bestätigt und eine Reparatur veranlasst. Über die ausgebauten Lager ist der eingetretene Schaden deutlich erkennbar.



Abbildung 96: Außenringschaden QJ- Lager / Innenringschaden des QJ- Lagers

Im folgenden Bild ist das Frequenzspektrum des gleichen Lagers nach Reparatur abgebildet:

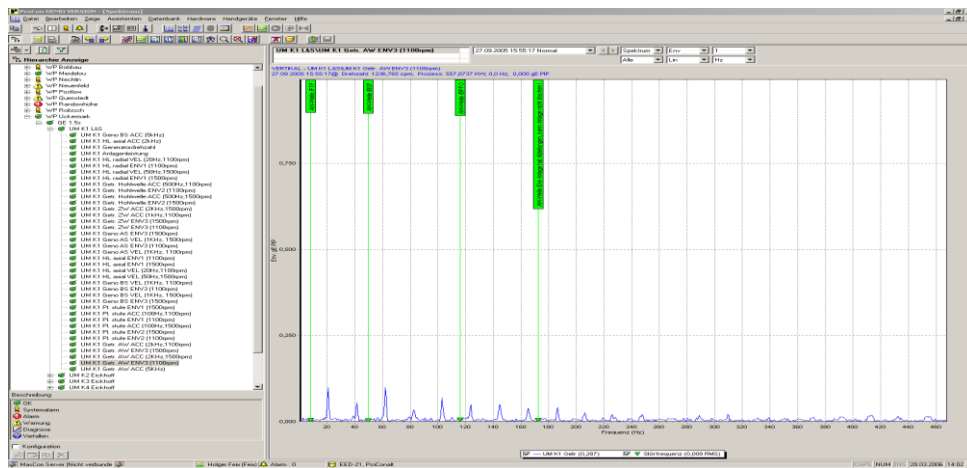


Abbildung 97: Frequenzspektrum QJ-Lager

II.4.6 Nutzenanalyse für die Einführung der RAMS/LCC-Technologie

Der Nutzen der Einführung der RAMS/LCC-Technologie lässt sich in der gesamten Wertschöpfungskette in Unternehmungen mit ähnlicher Struktur wie ENERTRAG in verschiedenen Bereichen darstellen.

Vorteile bei der Beschaffung von Neuanlagen

LCC-Betrachtungen und Verfügbarkeitsauswertungen von Anlagen und Komponenten verschiedener Zulieferer können zu gegebener Zeit bei Projektkalkulation oder Neubeschaffung genutzt werden. Voraussetzung ist natürlich, dass der Hersteller einer Anlage geforderte Parameter auch selber kennt und deren Einhaltung über die Laufzeit schlüssig nachweisen kann. Es muss gesagt werden, dass dies zurzeit des Projekts nicht gängige Praxis in der Branche ist.

Nutzen für Technische Betriebsführung und Instandhaltungsplan

Aus Sicht der technischen Betriebsführung stellen RAMS/LCC-Werkzeuge ein wichtiges Instrument zur Verbesserung der Instandhaltung aus Sicht der Kosten und Verfügbarkeiten dar. Zwar können die vorgeschriebenen Inspektions- und Wartungsintervalle entsprechend Wartungspflichtenheft nicht optimiert werden, da diese in der Regel Bestandteil der Typenprüfung sind. Allerdings kann das Wartungspflichtenheft jederzeit mit zusätzlichen präventiven Instand-

haltungsmaßnahmen ergänzt werden. Auf Basis der Prozesskenngrößen verschiedener Analysen werden die Zeiträume bis zum vorsorglichen Austausch von Hauptkomponenten aus Sicht der Kosten analysiert und ein Wechsel empfohlen, bevor es zu einer kostspieligen Havarie kommt. Die Konzentration des präventiven Austauschs von Komponenten auf eine ertragschwache Periode bzw. auf die Schönwetterzeit im Offshore-Bereich ist ein wichtiges Ziel.

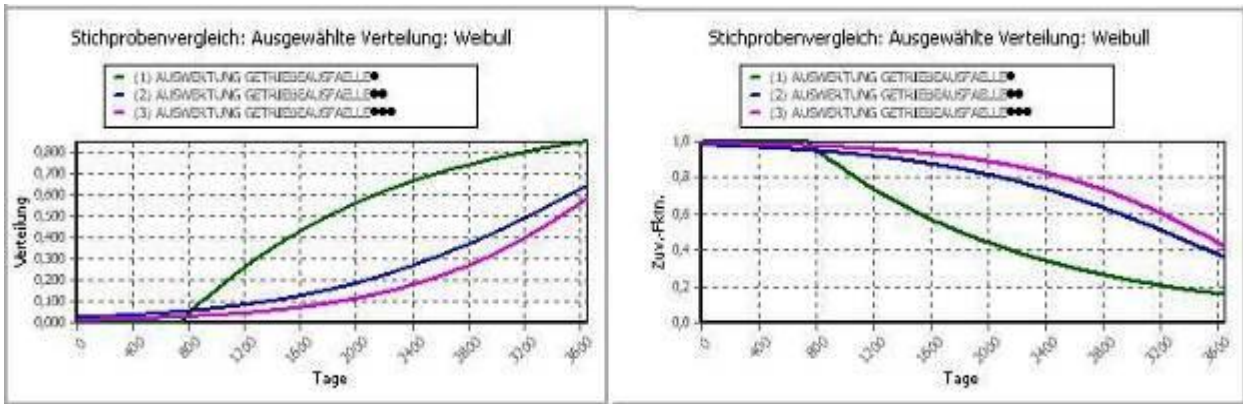


Abbildung 98: Ausfallverteilung (links) und Zuverlässigkeitsfunktion (rechts) dreier Getriebetypen eines WEA-Typs der 1,5-MW- Klasse

Wegen der längeren Planbarkeit aufgrund statistisch abgesicherten Prognosen (Abbildung 98) werden Synergie-Effekte bezüglich der Ressourcen besser genutzt und Prioritäten festgelegt.

Wenn Alternativen bei Zulieferkomponenten bestehen, sind LCC-Betrachtungen und bekannte Verfügbarkeitsauswertungen für diese Komponenten neben den Aspekten der Typenprüfung eine wichtige Grundlage für die Beschaffungsstrategie von Ersatzteilen.

Während der geplanten Laufzeit von 20 Jahren für eine WEA ist es durchaus üblich, dass diverse Komponenten ab einem gewissen Zeitpunkt am Markt nicht mehr verfügbar sind, da zum Beispiel ein Zulieferer die Produktion durch eine neue Produktlinie ersetzt hat. Der Einsatz des Nachfolgers erfordert unter Umständen eine Nachzertifizierung und einen teuren Umbau.

In der Regel werden vom jeweiligen Zulieferer die betroffenen Komponenten rechtzeitig angekündigt, so dass die Aufgabe steht, auf Basis von Prognosen ausreichend Teile für die Restlaufzeit der Windenergieanlage abzusichern. Natürlich nur, wenn dies im Gesamtzusammenhang wirtschaftlich sinnvoll erscheint.

Nutzen für Instandhaltungsmaßnahmen und Materialwirtschaft

Im Servicebereich selbst liegt der Nutzen eines statistisch validierten Erkenntnisstandes in der vorausschauenden Planung von Ersatzteil- und Personalkapazitäten.

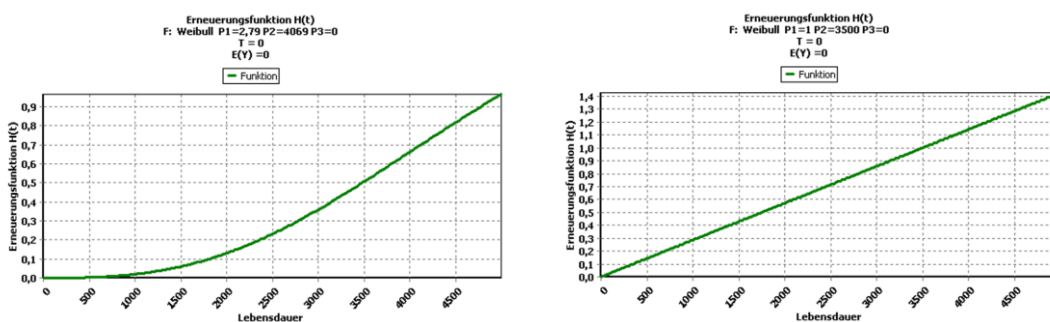


Abbildung 99: Erneuerungsfunktion für einen Getriebetyp (1,5-MW-WEA) mit tatsächlichem Verlauf (links) und bislang angenommenem Verlauf (rechts)

Üblicherweise wird der Sicherheitsbestand im Lager über die Wiederbeschaffungszeit und den bisherigen durchschnittlichen Verbrauch, also durch den Blick in die Vergangenheit, ermittelt. Dabei wird meist eine lineare Fortschreibung von Werten der Vergangenheit in die Zukunft verfolgt (Abbildung 99 rechts). Insofern erfolgt die Bereitstellung von Tauschteilen nicht immer bedarfsgerecht, wenn der tatsächliche durchschnittliche Ersatzteilbedarf anders als erwartet ist (Abbildung 99 links).

Während der Schwerpunkt der im Vorhaben durchgeführten FMEA im konstruktiven Teil liegt, wird bei der KV-FMEA (Konstruktions- und Verfügbarkeits-Fehler-Möglichkeiten-Einfluss-Analyse) auch die Instandhaltung mit der Reparaturkategorie berücksichtigt. Innerhalb der Reparaturkategorie werden Diagnose-, Beschaffungs- und Reparaturzeiten mit bewertet und daraus die Prioritäten für weitere präventive Maßnahmen wie z.B. ergänzende Wartungsarbeiten, erweiterte Diagnostik oder eben zusätzlicher Sicherheitsbestand im Lager abgeleitet.

In Zusammenhang mit diesem Vorgehen verbindet ENERTRAG ein großes Rationalisierungspotential. Je besser und statistisch begründeter die Analysen sind, umso mehr ist das große Ziel, ein Ergebnis für Vorstand und Controlling zur unmittelbaren Verwendung bereit zu stellen, in Reichweite.

Einschätzung von Verbesserungen, Änderungen und Nachrüstungen

Die FMEA-, FTA- und Sicherheitsanalysen sowie zusätzliche LCC-Prognosen sind geeignete Methoden, um eine aktuelle Einschätzung des Zustands der WEA auf Basis technischer und wirtschaftlicher Betrachtungen vorzunehmen. Systematisch durchgeführte Fehlerdiagnosen aus der Instandhaltung decken ohnehin Schwachstellen im System einer Windenergieanlage auf.

Jede Lieferung einer WEA basiert auf „Stand der Technik“ zum Zeitpunkt des Kaufvertrages. Der „Stand der Technik“ entwickelt sich jedoch stetig weiter. Während der Laufzeit einer Windenergieanlage werden Komponenten und Betriebsmittel technisch weiterentwickelt oder auch vom Markt genommen.

Bisherige Erfahrungen bezüglich Weiterentwicklung von Komponenten zeigen, dass sich viele sinnvolle Verbesserungen bereits deshalb am Markt nicht durchsetzen, da LCC-Angaben fehlen. So müssen für Verbesserungen und Änderungen (Nach-)Zertifizierungen durchgeführt werden, die zeit- und kostenintensiv sind und zunächst als sofortiger Kostenblock anfallen.

Wirtschaftliche Vorteile

Sind die Daten konsequent bis zum Lebensende einer Windenergieanlage erfasst, können diese für die Einschätzung von Neuanlagen genutzt werden. Kosten-Nutzen-Analysen auf der Basis von realistischen Lebensdauern für Komponenten sind wichtig für die Zukunft der Anlage: Lohnt sich, wenn es denn zulässig ist, beispielsweise ein Repowering oder ist der Rückbau der Anlage aus wirtschaftlicher Sicht die bessere Lösung?

Die Ermittlung von Zuverlässigkeitsfunktionen und Kenngrößen ermöglicht es, Abweichungen zu Referenzwerten (benchmark) zeitiger zu erkennen und quantitativ einzuordnen.

Erfahrungen aus anderen Branchen des Maschinenbaus zugrundegelegt, liegt das Einsparpotential bei den Instandhaltung durch die Einführung der RAMS/LCC-Technologie bei Firmen der Größenordnung und mit dem Portfolio der ENERTRAG bei ca. 400.000,- €/a bis 600.000,- €/a.

Der investierte Aufwand hat sich – je nach Ausgangssituation – in der Regel nach 3-4 Jahren amortisiert.

Lernfähigkeit im Offshore-Bereich

Im Offshore-Bereich empfiehlt es sich, ein maßgeschneidertes Informationsmanagement von Anfang an einzuführen, um die Lernkurve in der Instandhaltung zu erfassen und zu kontrollieren. Dies ist insbesondere von Bedeutung, wenn es darum geht, verschiedene Alternativen und Szenarien zu vergleichen, zu bewerten und Verbesserungen einzuführen. Aus diesem Grund ist der Aufbau einer Kennwerte-Bibliothek für die wichtigen Komponenten und Parameter der WEA schon während der Gewährleistungsphase notwendig. Eine offene Kommunikation zwischen Hersteller und Betreiber ist hier für beide Seiten von Vorteil.

Idealerweise ist ein Datenpool von mehreren Großbetreibern zu schaffen, um geeignete Entscheidungshilfen zur Verfügung zu stellen.

II.4.7 Umsetzungskonzept

Die Daten aus der Betriebsüberwachung werden bei ENERTRAG zurzeit im Wesentlichen in einer selbst entwickelten Datenbanklösung erfasst. Zusätzlich verfügt die Betriebsüberwachung über ein Auswertungscenter für CMS-Daten.

Im ERP-System werden kaufmännische Daten und Daten der Materialwirtschaft verwaltet.

Eine geeignete Kopplung beider Systeme, also kaufmännischer und technischer Daten, ist geplant. Ebenso ist die Integration weiterer technischer Daten, nämlich der manuell erfassten Zustandsbeschreibungen aus dem Service, angedacht.

Bedingt durch die Vielzahl der Anlagentypen, deren Variantenvielfalt und dem Fortschritt innerhalb der Gremienarbeit bezüglich Standardsierung ist es notwendig, eine stufenweise Einführung der RAM-LCC mit begleitender Schulung der Mitarbeiter vorzunehmen.

Eine Priorisierung der Umsetzung erfolgt nach Stichprobengröße (Anzahl der Anlagen) und Art der jeweiligen Dienstleistungs- bzw. Instandhaltungsverträge.

Zieldefinition

Auf Basis der Unternehmensstrategie ist die Einführung von standardisierten Methoden, wie sie im EVW-Projekt untersucht wurden, notwendig. Sie widerspiegeln die spezielle Zielsetzung des Unternehmens für den Betrieb von Anlagen, was von allen beteiligten Entscheidern des Instandhaltungsprozesses verinnerlicht werden muss. Es werden Prioritäten festgelegt und unternehmerische Entscheidungen durch systematische gezielte Bewertungen sowie Analysen abgesichert.

Die Beeinflussungsfaktoren für die Qualität des Anlagenbetriebs müssen objektiv erkannt und permanent überprüft werden. Das definierte Ordnungsprinzip ist verbindlich, die festgelegten Kennwerte sind reproduzierbar und für alle Beteiligten nachvollziehbar. Kennwerte der Anlagen dienen als Entscheidungsinstrument beispielsweise für Vergleichbarkeit von Alternativen, Szenarien und Prognosen.

Kennwerte unterstützen das Controlling im Instandhaltungsbereich zum Beispiel durch Soll-Ist-Vergleiche oder Grad der Zielerreichung.

Es wird Disziplin und Kontinuität bei der Datenerfassung und –auswertung gefordert. Kennwerte sind bewusst auszuwählen, neue Zahlenfriedhöfe sind zu vermeiden.

In der Vorbereitungsphase bedeutet dies, dass auch für das Management geeignete Workshops zur Einführung der RAMS-LCC-Technologie vorbereitet werden müssen. Geht es doch

um einen kontinuierlichen und langfristigen Prozess, der zu Änderungen bzw. Erweiterungen in den betrieblichen Entscheidungsprozessen führt.

Definition von Instandhaltungsobjekttypen

Es gibt zurzeit üblicherweise keine kompletten Stücklisten für Betreiber und keine einheitliche Strukturierung nach RDS-PP in der Branche insgesamt. Jede Komponente der Anlage muss vom Betreiber einzeln erfasst, beschrieben und klassiert werden. Daher ist es für die Umsetzung von Bauteilbetrachtungen notwendig, ähnlich wie in der Automobilindustrie Instandhaltungsobjekttypen zu definieren.

Instandhaltungsobjekttypen sind nach VDE 0109 Instandhaltungsobjekte, die bezüglich des Instandhaltungskonzeptes im Sinne einer Typisierung als gleich betrachtet werden können. Dies kann ein System, ein Teilsystem oder eine Komponente betreffen. Der Instandhaltungsobjekttyp wird dem Individuum Windenergieanlage zugeordnet und vererbt seine Informationen an das Individuum weiter. Das Individuum wird dann mit den individuellen Daten wie z.B. Seriennummer, Baujahr etc. ergänzt.

Datenbanktechnisch bedeutet das, dass alle Informationen und Dokumente, wie zum Beispiel Verfahrensanweisungen und Formulare, Instandhaltungszyklen, Lager-Artikelnummer und Unterstrukturen, die einem Objekttypen zugeordnet werden an das Individuum Windenergieanlage, die über ein Instandhaltungsobjekt des gleichen Typs verfügen, weiter vererbt werden. Dies stellt sicher, dass Informationen, Änderung und Anpassungen zentral angepasst werden können. Außerdem wird die Auswahl der Stichproben hinsichtlich gleicher Instandhaltungsobjekte vereinfacht, die in unterschiedlichen Typen von Windenergieanlagen verbaut werden. Es wird eine Kennwertebibliothek für den jeweiligen IH-Objekttyp ermittelt. Über den Eintrag der Kennwerte in die Kennwertebibliothek ist der Weg für Systemanalysen bereitet.

Definition und Strukturierung der Felddaten

Die Objektbeschreibung und Umfeldbeschreibung (Stammdaten) müssen entsprechend der Vereinbarungen aus dem EVW-Projekt ergänzt werden. Die Informationsbereitstellung und Strukturierung wurden in Rahmen EVW definiert und der Richtlinienarbeit der FGW übergeben.



Abbildung 100: Felddaten zur statistischen Auswertung von IH-relevanten Vorgängen

Schnittstellen zu den Systemen der Projektpartner werden im Detail geklärt und auf Basis des Standardisierungsprozesses innerhalb der FGW realisiert.

Strukturierung nach RDS-PP

Die vorhandene Struktur von drei Gliederungsebenen der vorhandenen Datenbanklösung der ENERTRAG bedarf einer Anpassung und Umstellung auf RDS-PP mit einer größeren Gliederungsstufe. Während des EVW-Projektes wurde eine Übersetzungstabelle erzeugt, die eine Umstellung von ca. 80 % der erfassten Daten auf RDS-PP ermöglicht.

Die Tiefe der Gliederungsstufen von RDS-PP muss in der Praxis noch erprobt werden. Im Wesentlichen richtet sich diese nach den Anforderungen aus der Materialwirtschaft, d.h. jede Komponente, die im Lager verfügbar ist, muss im Idealfall in der Struktur wieder zu finden sein. Der nachträgliche Aufbau muss aber pragmatisch durchgeführt werden, da mangels Stücklisten der Aufwand für die manuelle Erfassung doch erheblich ist.

Zustands-Ereignis-Merkmalssystem

Funktionszustand	Details	BB Funktions- zustand- Code	Bemerkung
Funktionsfähiger Zustand	in Betrieb	00	
Funktionsfähiger Zustand	mit Auffälligkeiten	01	Beobachten, rechtfertigt aber noch keinen Handlungsbedarf
Eingeschränkter Funktionszustand		02	Sehr gering: Auffälligkeit kann zu nächsten Inspektion/Wartung beseitigt werden
		03	
	04	Klare Defekte; mit der nächsten Wartung sollte Instandsetzung erfolgen	
	05		
	ohne Leistungsreduktion	06	
	mit Leistungsreduktion	07	Bei interner Störung: schwere Defekte, Instandsetzung sollte unverzüglich erfolgen
		08	
Störung	Außer Betrieb	09	
Gefährlicher Zustand		10	Instandsetzung muss unverzüglich erfolgen

Abbildung 101: Beschreibung des Funktionszustandes nach ErzEMS

Die Projektgruppe überprüfte die Anwendung im Rahmen des EVW-Projektes die Anwendbarkeit des Ereignismerkmalssystem (EMS) der VGB, welches für Kraftwerke angewendet wird, mit dem Ergebnis, dass dieses System nur bedingt für Windenergie genutzt werden kann. Deshalb wurde die Definition eines Zustands-Ereignis-Merkmal-Schlüssels für Erzeugungseinheiten (im Weiteren mit ErzEMS abgekürzt) in Angriff genommen, der zurzeit im Fachausschuss Instandhaltung der FGW bearbeitet wird.

ErzEMS betrachtet den Zustandsverlauf (Zeitstrahl) der Betrachtungseinheit und bei einer Störung speziell das Element, das Verursacher für eine Störung ist. Somit wird es möglich eine Bewertung der Bedeutung von Fehlerfolgen durchzuführen.

Im EVW-Projekt selbst wurde das EMS angewendet, da die Bereitstellung von ErzEMS während der Laufzeit des Vorhabens noch nicht abgeschlossen werden konnte.

II.4.8 Informationen aus Inspektionen und Nachweisprüfungen

Die PDA-gestützte Erfassung von Instandhaltungsinformationen z.B. durch den Servicetechniker ist auf dem Weg, gängige Praxis zu werden. Die IT-Grundlagenarbeit, der standardisierte Austausch von erfassten Instandhaltungsdaten, wird zurzeit im Rahmen der Richtlinienarbeit der FGW als „Globales Service Protokoll (GSP)“ getätigt.

Informationsprüfung / Datenqualität

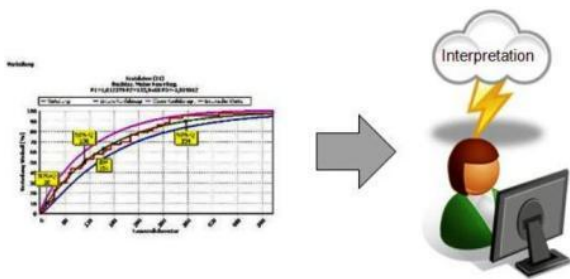
Ein wichtiger Bestandteil der mit PDA erfassten Daten ist die standardisierte Zustandsbeschreibung entsprechend GSP und der damit verbundenen Plausibilitätskontrollen. Ein anlässlich des EVW-Projekts durchgeführter Praxistest hat gezeigt, dass sich im Falle von gleichartigen Störungen die Eingaben der Servicemitarbeiter auf der Grundlage von Standards nach einer Einarbeitungszeit umso besser annähern, je öfter ein Erfahrungsaustausch erfolgte. Ein wichtiger

Aspekt ist hierbei also die Motivation des ausführenden Mitarbeiters, der mit seiner korrekten Erfassung letztendlich direkt und indirekt unternehmerische Entscheidungen mit beeinflusst.

Je komplexer die Windenergieanlage wird, desto umfangreicher wird das Informationsaufkommen, das die Betriebsüberwachung zu verarbeiten hat. Deshalb gestaltet sich gerade im Offshore-Bereich die Auswertung von Informationen deutlich aufwendiger. Z.B. verfügt eine 5000-kW-Offshore-Windenergieanlage über digitale und analoge Informationsquellen. Die Informationen insgesamt kann kein Spezialist effektiv auswerten, zumal die Auswertung durch die Wechselwirkungen von Teilsystemen bzw. Komponenten sehr komplex wird. Hier bedarf es zukünftiger Lösungen wie zum Beispiel Neuro-Fuzzy-Systeme, die in einem Folgeprojekt noch entwickelt werden müssen.

Interpretation der Ergebnisse der Auswertung: Analysen, Optimierung, Prognosen

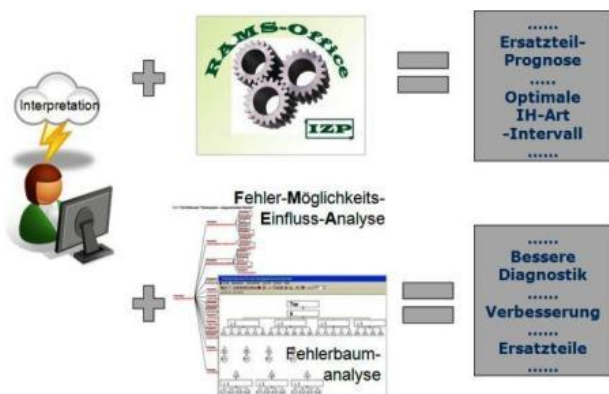
Die Datenerfassung und -speicherung erfolgte entsprechend der im EVW-Vorhaben genutzten Strukturen wie RDS-PP, ErzEMS und GSP. Daten aus der Betriebsüberwachung und den Zustandsprotokollen aus dem Feld wurden zusammengeführt.



Interpretation der Ergebnisse ...

Mit dem Programm RAMS-Office des Projektpartners IZP Dresden konnte die statistische Aufarbeitung der Daten erfolgen, die ermittelten Kennwerte wurden auf Plausibilität und Einflüsse geprüft und anschließend interpretiert. Anhand der Kennwerte können regelmäßig Priorisierungen und Optimierungen in der Instandhaltung vorgenommen werden. Bei Auffälligkeiten erfolgten weitere Detailanalysen.

Für die Interpretation der Ergebnisse und weiterführende Analysemethoden bedarf es begleitender Schulungsmaßnahmen des Engineerings während der Einführungsphase.



... und weiterführende Analysen

Ein wichtiges Instrument für die Ersatzteil- und Kapazitätsplanung sowie die Optimierung von Instandhaltungsintervallen sind validierte Kennzahlen der Zuverlässigkeit.

Erste Ergebnisse zur Zusammenfassung von Instandhaltungsmaßnahmen (Bündelung) wurden auch auf Praxistauglichkeit getestet.

Technische Auffälligkeiten werden erkannt und mit geeigneten Verfahren analysiert und Lösungswege bewertet.

Organisatorische Verbesserungspotentiale sind das Ergebnis einer Prozess-FMEA.

Zeithorizont für die Umsetzung des RAMS/LCC-Konzepts

Die Umsetzung eines standardisierten Informationsmanagements in der Instandhaltung bringt generell einen größeren Aufwand mit sich und ist bei einem Unternehmen der Größenordnung und Struktur von ENERTRAG mit ca. 2-4 Jahre zu veranschlagen. Die Implementierung erfolgt

bei laufendem operativem Betrieb. Eine nachträgliche Implementierung ist kosten- und zeitin-
tensiver, da in vorhandene Strukturen erheblich eingegriffen werden muss. Im Offshore-Bereich
ist ein solches Umsetzungskonzept schon in der Planungsphase bzw. Ausschreibungsphase zu
berücksichtigen, um den Aufwand für die Einführung der RAMS/LCC-Technologie zusammen
mit dem Aufbau einer neuen Betriebsführung insgesamt zu senken.

II.5 Voraussichtlicher Nutzen / Verwertbarkeit

Im Rahmen des als Grundlagenprojekt angelegten Vorhabens wurden keine sofort vermarktungsfähigen Produkte oder Angebote geschaffen. Die vorliegenden Resultate können jedoch Grundlage für Technologiebausteine und Dienstleistungsmodule sein. Grundvoraussetzung für die Vermarktung ist die Schaffung einer repräsentativen Datenbasis mit umfangreichen Praxistests unter verschiedenen Anwendungsbedingungen.

Voraussetzung für den effektiven Einsatz der Ergebnisse ist außerdem, dass die Standardisierungsprozesse in der Windbranche abgeschlossen sind. Es ist gelungen, Branchenstandards für die Informationsverarbeitung zu schaffen, die zukünftig über die Unternehmensverbände VGB und FGW verbreitet werden sollen. Die entwickelten Strukturen, Konzepte und Verfahren sind so aufbereitet worden, dass Sie auch für den Bereich der Erneuerbaren Energien insgesamt und für den Betrieb von Offshore-Windparks im Besonderen genutzt werden können. Die implementierte Grundstruktur für eine Kennwertbibliothek (KWB) bildet die Basis für ein systematisches und nachhaltiges Wissensmanagement bezüglich des Zuverlässigkeits- und Kostenverhaltens von WEA und deren Komponenten unter unterschiedlichen Einsatzbedingungen. Dieses Wissen ist notwendig, um die im Projekt geschaffenen Verfahren zur zuverlässigkeitsorientierten Optimierung von Betriebs- und Instandhaltungsstrategien in der Praxis umzusetzen.

Die Schwerpunkte der Testumgebung MABI lagen in der systematischen Datenerfassung im eigenen Instandhaltungsprozess, der Verwaltung und Planung von Instandhaltungsmaßnahmen, der technischen Bewertung der Daten aus dem aktuellen Zustand des jeweiligen Instandhaltungsobjektes für weitere Instandhaltungsmaßnahmen (operative Bewertung) sowie in der Lieferung von aufbereiteten und auswertbaren Daten an Werkzeuge der EVW-Projektpartner für die Zusammenführung der Daten aus der Betriebsüberwachung und dem strategischen Teil der Instandhaltung (strategische Bewertung). Zentrale Inhalte waren der entsprechend RDS-PP strukturierte Bedienbaum, der Inhalt der Stammdatenmasken sowie die im Test verwendeten Instandhaltungsprotokolle.

Vorhandene Kunden der Energiewirtschaft, die ihr Portfolio mit regenerativer Energie erweitern, können auf diesen Erfahrungsschatz zugreifen.

II.6 Darstellung des während der Durchführung des FE-Vorhabens bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Es sind international mehrere durchaus jeweils umfangreiche Aktivitäten zu verzeichnen, die sich ebenfalls mit der Erhöhung der Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit von WEA befassen. Allerdings befasst man sich, soweit bekannt, in diesen Projekten nicht vorrangig mit der arbeitsintensiven Durchsetzung standardisierter Datenerfassung und –auswertung.

Im Einzelnen sind zu erwähnen:

- Reliawind (www.reliawind.eu)
- DOWEC (Dutch Offshore Wind Energy Converter Project)
- Sandia National Laboratories (Reliability Database, www.sandia.gov)
- GADS (Generating Availability Data System) von NERC (www.nerc.com)

II.7 Darstellung der geplanten Veröffentlichungen des FE-Ergebnisses

Die Projektpartner planen eine Veröffentlichung zu den Ergebnissen des Projekts in einer Fachzeitschrift. Es ist weiterhin geplant, die Ergebnisse auf verschiedenen Veranstaltungen der Windenergie-Branche in Form von Fachvorträgen zu präsentieren.

II.8 Veröffentlichungen

Im Rahmen des Projekts wurden zahlreiche Veröffentlichungen getätigt, welche nachfolgend aufgeführt sind.

Projekt „Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen (EVW)“

- Beitrag für „Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2008“ von PTJ Jülich
- Beitrag für „Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2009“ von PTJ Jülich

II.8.1 IWES: Publikationen und Beiträge

Übersicht der Veröffentlichungen und Vorträge

Referierte wissenschaftliche Fachzeitschriften

Faulstich, S.; Hahn, B.; Tavner, P.; 'Wind turbine downtimes and their importance for off-shore deployment'; Wind energy, Wiley Interscience, ISSN 1099-1824; under review.

Tavner, P.; Faulstich, S.; Hahn, B.; van Bussel, G.W.; 'Reliability & Availability of Wind Turbine Electrical & Electronic Components'; EPE Journal, European Power Electronics and Drives Association, ISSN 0939-8368; under review.

Hahn, B.; Echavarria, E.; Tomiyama T.; van Bussel, G.J.W.; 'Reliability of Wind Turbine Technology Through Time'; Journal of Solar Energy Engineering, August 2008, Vol. 130 / p 031005-1 - 031005-8.

Buchbeiträge

Faulstich, S., et al; 'Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen an Binnenstandorten und unter Offshore-Bedingungen'; in 'Erneuerbare Energien, Band 2 – Ersatzbrennstoffe, Biomasse und Biogas, Solar- und Windenergie; TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2009, ISBN 987-3-935317-43-6.

Konferenzbeiträge

Rafik, K.; Faulstich, S.; Hahn, B.; Jung, H.; 'IT-basierte zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung von Windenergieanlagen', 4. Fachtagung der Energietechnischen Gesellschaft des VDE IT-solutions in der Elektrizitätsversorgung, ISBN 978-3-8007-3198-5, 17./18.11.2009, Stuttgart.

Faulstich, S., Hahn, B.; et al; 'Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen an Binnenstandorten und unter Offshore-Bedingungen'; Vortrag auf der Berliner Energiekonferenz Erneuerbare Energien, 10./11.11.2009, Berlin.

Faulstich, S.; 'Schadensdatenbanken - Fehlerhäufigkeitsanalyse und Prognose von technischen Problemen'; Vortrag auf der BWE-Fachtagung „Service, Wartung und Betrieb“; 29./30.09.2009, Hamburg.

Faulstich, S., Hahn, B.; Lyding, P.; 'Reliability of offshore turbines - identifying risks by on-shore experience'; Proceedings of the European Offshore Wind 2009, Conference and Exhibition, 14-16 Sept 2009, Stockholm, Sweden.

Faulstich, S., Hahn, B.; Rafik, K.; Jung, H.; 'Suitable failure statistics as a key for improving availability'; Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2009, 16.-19.03.2009, Marseille.

Faulstich, S., Hahn, B.; Rafik, K.; Jung, H.; 'Appropriate failure statistics and reliability characteristics'; Proceedings of the German Wind Energy Conference DEWEK 2008; 26./27.11.2008, Bremen.

Fachzeitschriften

Hahn, B., Faulstich, S., Lyding, P.; 'Gezielte Instandhaltung statt ungeplanter Ausfälle'; BWEintern (Beilage zur Fachzeitschrift Neue Energie); 09/2009.

Hahn, B.; Jung, H.; 'Methoden für rentable Projekte'; Erneuerbare Energien, Heft 05/2008.

Hahn, B.; Jung, H.; 'Weniger Wartungsaufwand mit optimierter Prozesssteuerung'; Neue Energie - Online-Ausgabe, 02-2007.

Hahn, B.; Sucrow, W.; Ringhandt, A.; Schubert, A.; Schulz, V.; 'Instandhaltung von Windkraftwerken: Können konventionelle Kraftwerke Vorbild sein?'; Erneuerbare Energien, Hefte 02, 03, 04/2007.

Diplomarbeiten

Wang, Yuwei; 'Zuverlässigkeit elektrischer Komponenten in WEA'; Universität Kassel; WS 09/10 (betreut durch Fraunhofer IWES).

Rose, Jochen; 'Ermittlung und Bewertung des Zuverlässigkeitsverhaltens von Windenergieanlagen auf Basis konkreter Betriebserfahrungen'; Fernuniversität Hagen; WS 09/10 (betreut durch Fraunhofer IWES).

Ahmad, Shahzad; 'Entwicklung eines Konzeptes zur Beurteilung der Zuverlässigkeit von Planetengetrieben für Windenergieanlagen'; Technische Universität Dortmund; WS 09/10 (betreut durch Fraunhofer IWES).

Brune, Dennis; 'Entwicklung zustandsorientierter Instandhaltungsstrategien für Großkomponenten von Offshore Windkraftanlagen unter ökonomischen Aspekten'; WS 09/10 (betreut durch Fraunhofer IWES).

II.8.2 IZP: Publikationen und Beiträge

Veröffentlichungen

Patzke, U., Hentzschel, J.: Eine optimierte Wartung schafft Abhilfe, Erneuerbare Energien, November 2009.

Jung, H., Pfeiffer, K.: Risiko erkannt, Risiko gebannt -neue Instandhaltungsstrategien für Windenergieanlagen, Erneuerbare Energien, Juni 2008.

Jung, H., Hahn, B.: Methoden für rentable Projekte, Erneuerbare Energien, Mai 2008.

Jung, H., Pfeiffer, K.: Verfügbarkeit von WEA erhöhen - Zwischenergebnisse des Verbundprojekts EVW, WIND KRAFT JOURNAL 1/2008.

Faulstich, S., Hahn, B., Jung, H., Rafik, K., Ringhandt, A.: Appropriate failure statistics and reliability characteristics, Proceedings DEWEK 2008.

Hahn, B.; Jung, H.: Improving wind turbine availability by reliability based maintenance, Proceedings DEWEK 2006.

Faulstich, S., Hahn, B.; Rafik, K.; Jung, H.; 'Suitable failure statistics as a key for improving availability'; Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2009, 16.-19.03.2009, Marseille.

Vorträge / Präsentationen

Patzke, U., Hentzschel, J.: „Verfügbarkeit von Windenergieanlagen – Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit“, 14. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, September 2009.

Jung, H., Hahn, B.: Instandhaltung optimieren, BWE intern, 5/2007.

Diplomarbeiten

Folgende Diplomarbeit wurde teilweise betreut:

Wirtschaftlichkeit eines Überwachungssystems für Rotorblätter von Windenergieanlagen, Technische Universität Dresden, Andreas Schnabel.

II.8.3 SAG: Publikationen und Beiträge

Veröffentlichungen

Jung, H., Pfeiffer, K.: Risiko erkannt, Risiko gebannt -neue Instandhaltungsstrategien für Windenergieanlagen, Erneuerbare Energien, Juni 2008.

Jung, H., Pfeiffer, K.: Verfügbarkeit von WEA erhöhen - Zwischenergebnisse des Verbundprojekts EVW, WIND KRAFT JOURNAL 1/2008.

Diplomarbeiten

Folgende Diplomarbeiten wurden in Zusammenhang des Vorhabens vergeben:

„Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen – Weiterentwicklung eines webbasierten Instandhaltungstools zur Optimierung der Instandhaltung von Windenergieanlagen; Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Christian Frühlingsdorf.

„Instandhaltungsmanagement für Windkraftanlagen“; Hochschule Darmstadt, Jonas Beseler.

„Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen“; Fachhochschule Bielefeld, Thomas Otto.

Vorträge / Präsentationen

Jung, H., Pfeiffer, K.: Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen – Erste Ergebnisse des Verbundprojekts, VGB-Konferenz "Instandhaltung von Windenergieanlagen 2008", 13.-14.2.2008, Bochum.

Pfeiffer, K.: Verbundprojekt zur Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen, „www.windmesse.de-Symposium 2008“, 14.5.2008, Hamburg.

Pfeiffer, K.: Vorstellung erster Ergebnisse aus dem EVW-Teilprojekt zur Abbildung des operativen Instandhaltungsprozesses mit der technischen Prozessplattform MABI plus; Husum Wind 2007, 18.-19. Sept. 2007.

II.8.4 ENERTRAG: Publikationen und Beiträge

Vorträge / Präsentationen

VGB-Konferenz "Instandhaltung von Windenergieanlagen 2008", 13./14.2.2008:

Iffarth, K.: Technische Betriebsführung und Instandsetzung von Windenergieanlagen, Erfahrungen mit CMS“

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Instandhaltungsmanagement für WEA.....	6
Abbildung 2: Übersicht - Technische Verfügbarkeit von Onshore-Windparks	9
Abbildung 3: Das Zusammenspiel des „Gesamtsystems EVW“	10
Abbildung 4: Evolution der technischen Konzepte von WEA	16
Abbildung 5: Schema der Datenstruktur	17
Abbildung 6: Aufbau der Ereignisbeschreibung angelehnt an EMS.....	20
Abbildung 7: Fehlerhäufigkeit in Abhängigkeit vom Anlagenalter	21
Abbildung 8: Ausfallhäufigkeiten der Standortkategorien für einzelne Baugruppen	21
Abbildung 9: Abhängigkeit der Fehlerhäufigkeit von der Windgeschwindigkeit	23
Abbildung 10: Von Ausfällen betroffene Bauteile in Abhängigkeit von der Anlagengröße	24
Abbildung 11: Ausfallhäufigkeiten einzelner Anlagen und Typgruppen	25
Abbildung 12: Ausfallhäufigkeiten der technischen Konzepte für einzelne Baugruppen	26
Abbildung 13: Von Schäden betroffene Komponenten	27
Abbildung 14: Von Schäden betroffene Komponenten der Baugruppe Elektrisches System	27
Abbildung 15: Ausfallursachen einzelner Komponenten.....	28
Abbildung 16: Verteilung der Windgeschwindigkeiten Offshore.....	30
Abbildung 17: Erreichbarkeit einiger Offshore-Windparks	31
Abbildung 18: Auszug aus Fehlerursachenkatalog eines Betriebsführers	34
Abbildung 19: Auszug aus WEA-Strukturierung eines Betriebsführers.....	34
Abbildung 20: Auszug aus den erforderlichen zuverlässigkeitsrelevanten Informationen	35
Abbildung 21: Auszug aus dem logischen EVW-Datenbankmodell	36
Abbildung 22: Umsetzung des EVW-Datenmodells als MS-ACCESS-Datenbank	37
Abbildung 23: EVW-Datenmanager	37
Abbildung 24: RDS-PP und EMS-Strukturbaum im EVW-Datenmanager	38
Abbildung 25: Standardschlüssel des VGB-EMS.....	38
Abbildung 26: Zuverlässigkeitsrelevante EMS-Schlüssel	38
Abbildung 27: Zuweisung RDS-PP zu vorhandenen Daten	39
Abbildung 28: Zuweisung von Ereignismerkmalen zu vorhandenen Daten	40
Abbildung 29: Funktionen zum Datenimport	40
Abbildung 30: Ungenaue bzw. Mehrfacherfassung von Ereignissen	41
Abbildung 31: Erfassungsmaske für anlagenbezogene Ereignisse	42
Abbildung 32: Projektrelevante Software-Produkte der IZP Dresden	43
Abbildung 33: IZP-Standard-Analysetool RAMS-Office	44
Abbildung 34: Grundstruktur der EVW-OLAP-Systematik	45
Abbildung 35: Zuverlässigkeitsanalyse für Generatorschleifringe/-bürsten	46

Abbildung 36: Ausgewählte Kenngrößen zum Tausch Generatorschleifringe/-bürsten.....	47
Abbildung 37: Verteilungsfunktion mit Konfidenzgrenzen für unbegrenzte Stichprobe.....	48
Abbildung 38: Verteilungsfunktion für auf 50 bis 1500 Betriebstage begrenzte Stichprobe.....	48
Abbildung 39: Ersatzteilbedarf für 100 WEA	49
Abbildung 40: Möglichkeiten zur Instandhaltungsoptimierung	50
Abbildung 41: Paketbildung für Instandhaltungsmaßnahmen.....	51
Abbildung 42: EVW-Kennwertebibliothek im Programm RAMS-Office	52
Abbildung 43: Auszug aus der Struktur der EVW-Kennwertebibliothek.....	53
Abbildung 44: Kennwerteübersicht in der KWB	54
Abbildung 45: Lebensdauergrafiken in der KWB	54
Abbildung 46: Kennwertevergleich für RDS-PP-Ebene 2 über KWB	55
Abbildung 47: KWB-Ergebnisreport	55
Abbildung 48: Energielieferungen (Quelle: Bundesverband Windenergie)	57
Abbildung 49: Jahreszeitabhängige Erträge für eine 1,5-MW-Anlage	57
Abbildung 50: Arbeitsschritte bei der Durchführung einer FMEA.....	58
Abbildung 51: Ausschnitt aus RDS-PP-Struktur für eine Windenergieanlage.....	60
Abbildung 52: Überblick über die Anlagenstrukturierung gemäß RDS-PP	61
Abbildung 53: Strukturierungstiefe am Beispiel des Windturbinensystems	62
Abbildung 54: Top-Funktionen und Top-Fehlfunktionen auf Systemebene WEA	64
Abbildung 55: Ausschnitt aus dem Fehlernetz „unplanmäßiger Ausfall am Windturbinensystem“	65
Abbildung 56: Strukturierungstiefe Fehlernetz am Beispiel „keine Drehmoment- bzw. Drehzahlwandlung am Hauptgetriebe“	66
Abbildung 57: WEA-spezifischer FMEA-Bewertungskatalog	68
Abbildung 58: FMEA-Formblatt für Systemelement „Rotorblatt A“	69
Abbildung 59: Pareto-Analyse und TOP15-Fehlerkombinationen.....	71
Abbildung 60: Zeitschiene für die Anlagennutzung	77
Abbildung 61: Stillstand- und Arbeitsphasen von WEA.....	78
Abbildung 62: Lebensdauervertelung für die Komponente	80
Abbildung 63: Restnutzungsdauervertelung für die Komponente	80
Abbildung 64: Einzugebende Parameter für erste Prognosen	80
Abbildung 65: Kennwerte der Erneuerung und Verfügbarkeit auf einen Blick	82
Abbildung 66: Abbaukurve nach DIN 31051	84
Abbildung 67: Kostenverhältnis Komponententausch zu Reparatur	90
Abbildung 68: Zeitfenster für den ersten Wechsel einer Komponente	90
Abbildung 69: Kosten pro Tag für zwei Szenarien	91
Abbildung 70: „Optitag“ auf der Zeitschiene.....	91
Abbildung 71: Mögliche Instandhaltungsstrategien.....	94

Abbildung 72: Kosteninformationen im Modell	95
Abbildung 73: Entwicklung der Restwerte	95
Abbildung 74: Inhalte des Programms MABI	97
Abbildung 75: Auszug aus Inspektions- und Wartungsprotokoll einer WEA der 1,5-MW-Klasse.....	100
Abbildung 76: Zusammenspiel des Instandhaltungssystems mit den Lösungen der Projektpartner	101
Abbildung 77: Fragen der Instandhaltung	102
Abbildung 78: Informationsfluss	102
Abbildung 79: MABI Module	103
Abbildung 80: Beispielkonfiguration für MABI	103
Abbildung 81: Strukturierung nach RDS-PP	104
Abbildung 82: Beispiel für ein Serviceprotokoll	105
Abbildung 83: Beispiel für Stammdaten	105
Abbildung 84: Beispiel für Instandhaltungsobjektyp	105
Abbildung 85: Beispiel für Dokumentenmanagement	106
Abbildung 86: Beispiel für die Instandhaltungsplanung.....	106
Abbildung 87: Beispiel für Störungsannahme	106
Abbildung 88: Beispiel für das Auftragsmodul.....	107
Abbildung 89: Beispiel: Bewertungsmodul für die Fortschreibung des Instandhaltungsplans ..	107
Abbildung 90: Lebenslaufakte	108
Abbildung 91: Eingabegeräte	108
Abbildung 92: Der Energiemix in der nahen Zukunft.....	111
Abbildung 93: Beispiel für Prioritätenorientierte Instandhaltung.....	114
Abbildung 94: Zeitabhängige Auffälligkeiten	116
Abbildung 95: Frequenzspektrum des Abtriebswellen-Lagers vor Reparatur	116
Abbildung 96: Außenringsschaden QJ- Lager / Innenringsschaden des QJ- Lagers	117
Abbildung 97: Frequenzspektrum QJ-Lager	117
Abbildung 98: Ausfallverteilung (links) und Zuverlässigkeitsfunktion (rechts) dreier Getriebetypen eines WEA-Typs der 1,5-MW- Klasse	118
Abbildung 99: Erneuerungsfunktion für einen Getriebetyp (1,5-MW-WEA) mit tatsächlichem Verlauf (links) und bislang angenommenem Verlauf (rechts).....	118
Abbildung 100: Felddaten zur statistischen Auswertung von IH-relevanten Vorgängen.....	121
Abbildung 101: Beschreibung des Funktionszustandes nach ErzEMS.....	122
Tabelle 1: Einteilung in Produktionszeiträume	13
Tabelle 2: Einteilung in Standortkategorien	14
Tabelle 3: Einteilung in Leistungsklassen	14
Tabelle 4: Einteilung in technische Konzepte	15