

Anwendungspotenziale moderner Methoden in Betrieb und Service von Windenergieanlagen



Fraunhofer IEE
Sebastian Pfaffel
sebastian.pfaffel@iee.fraunhofer.de

Stefan Faulstich
stefan.faulstich@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Enno Dietrich
enno.dietrich@iwes.fraunhofer.de

ZSW
Anton Käfel
anton.kaeffel@zsw-bw.de

Zwar hat sich der Zubau neuer Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland im Jahr 2018 verlangsamt, international setzen jedoch mehr und mehr Länder auf die Windenergie und auch in Deutschland wird der Zubau mittelfristig wieder Fahrt aufnehmen. Außer Frage steht dabei, dass die Anzahl der bestehenden WEA stetig größer wird. Stand November 2018 waren in Deutschland WEA mit einer Gesamtleistung von rund 59 GW installiert [1].

Mit einem Anteil von bis zu 40 % [2] an den Stromgestehungskosten von Onshore-WEA macht der Betrieb und die Instandhaltung (IH) folglich einen kontinuierlich wachsenden Anteil am Umsatz der Branche aus. Gleichzeitig gilt es die bestehenden WEA möglichst effizient zu betreiben und auch die letzte Kilowattstunde (kWh) aus ihnen herauszukitzeln. Denn jedes zusätzliche Prozent wirkt sich positiv auf die Klimabilanz aus und ist bare Münze wert. Bei über 30.000 bereits in Deutschland installierten WEA [3], einem steigenden Kostendruck und dem viel diskutierten Fachkräftemangel, kann der Betriebsführer jedoch nicht mehr alle WEA im Detail kennen und sich auf sein Bauchgefühl verlassen. Es gilt vielmehr den verfügbaren Daten mittels moderner Methoden möglichst viele Geheimnisse zu entlocken und diese konsequent zu nutzen.

- Stillstände mit WEA-/Park-Bezug
- umgebungsbedingte Verluste
- auflagenbedingte Verluste
- Komponentenversatz/Sensorfehler
- Leistungsreduzierung
- Leistungsdegradation
- netzbedingte Verluste

Hinter jeder dieser Verlustkategorien verbirgt sich eine Vielzahl an Verlustursachen, die sich jedoch nur zum Teil beeinflussen lassen und zu einem noch geringeren Teil einfach zu erkennen sind. Es stellen sich jeweils diese Fragen:

- Was lässt sich beeinflussen?
- Was können wir erkennen?
- Lassen sich Verbesserungen validieren?

Gleichzeitig existiert bereits bei heutigen WEA ein schierer Berg an Daten aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Anlagen. Hierbei handelt es sich um Betriebsdaten (SCADA = Supervisory Control and Data Acquisition), welche teils hunderte Messkanäle umfassen, Status- und Alarmmeldungen sowie Ereignis- bzw. Instandhaltungsdaten. Hinzu kommen teils noch Daten aus der komponentenspezifischen Zustandsüberwachung (CMS).

Von Potenzialen und Daten

Das Potenzial zur Senkung der Stromgestehungskosten kann aus zwei verschiedenen Richtungen angegangen werden, welche sich an einigen Stellen überschneiden.

Einerseits gilt es die IH durch eine an den jeweiligen Windpark angepasste Instandhaltungsstrategie möglichst effizient zu gestalten. Im Idealfall lassen sich die Instandhaltungskosten senken und die Verfügbarkeit gleichzeitig erhöhen. Folgende Maßnahmen bieten dabei Optimierungspotenzial:

- Erkennung von Fehlern bevor diese auftreten (präventive statt reaktive IH)
- Bündelung von IH-Maßnahmen
- Anpassung von Instandhaltungsintervallen
- Zuverlässigkeitsbasiertes Ersatzteilmanagement
- Anpassung der IH-Kapazitäten (insbesondere offshore)

Andererseits gibt es eine Vielzahl von Ursachen, die zu Stillständen oder Performanceeinbußen und damit zu Ertragsverlusten an den WEA führen können. Zu den Verlustkategorien [4–7] zählen:

Unsere Werkzeuge von heute und morgen

Im Sog des allgemeinen Trends zur Digitalisierung und der Anwendung von Verfahren des Machine Learning, werden auch in der Windenergiebranche verstärkt moderne Methoden getestet und finden Einzug in die tägliche Anwendung. Diese sollen die 24/7-Überwachung durch einen Betriebsführer jedoch ergänzen und nicht ersetzen. An dieser Stelle möchten wir einen kleinen Einblick geben.

Modellierung von Leistungskurven

Für die Performanceanalyse von WEA sind Leistungskurven ein grundlegendes Werkzeug, das für eine Vielzahl an Anwendungen verwendet wird. Ist auch die Verwendung von Leistungskurven an sich altbekannt, so gibt es zur Modellierung und insbesondere zur vorangehenden Filterung der Daten eine Vielzahl neuer Ansätze [8]. Unweigerlich führt eine Änderung der Vorgehensweise auch zu Abweichungen in nachgelagerten Berechnungen, wie der Bestimmung von Ertragsverlusten [9].

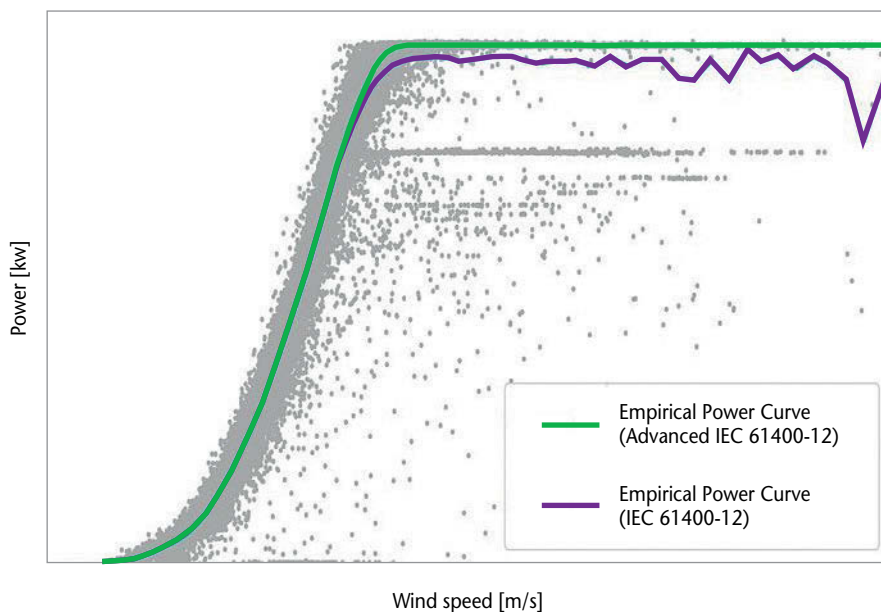


Abbildung 1
Einfluss des Modellierungsvorgehens auf die empirische Leistungskennlinie anhand zweier Beispiele

Anomalie-Erkennung auf Basis von Betriebsdaten

Um ungeplante Stillstände zu vermeiden, müssen technische Probleme möglichst frühzeitig erkannt werden. Theoretisch sind technische Probleme häufig frühzeitig durch abnormales Verhalten, kurz Anomalien in den Betriebsdaten zu erkennen. Praktisch ist die Überwachung hunderter Messkanäle durch den Menschen nicht zu leisten. An dieser Stelle können Verfahren der künstlichen Intelligenz weiterhelfen [10].

Zur Anomalie-Erkennung werden für die einzelnen Messkanäle (z. B. Temperaturen) jeweils auf Basis der restlichen Kanäle (z. B. Windgeschwindigkeit, Leistung etc.) Prognosen bzw. Erwartungswerte erstellt und diese dann mit den tatsächlichen Werten abgeglichen. Je größer die Abweichungen zwischen

den Werten ausfallen, desto wahrscheinlicher ist ein technisches Problem. Durch die Betrachtung der zeitlichen Entwicklung der Abweichung und die Kombination mit Instandhaltungsdaten ließe sich zukünftig die verbleibende Zeit bis zu einem Ausfall vorhersagen.

Assoziationsanalysen

Besser als Warenkorbanalysen bekannt, begegnen uns Assoziationsanalysen täglich bei Onlineshops oder Nachrichtenseiten. Die Fragestellung ist jeweils identisch: Wie wahrscheinlich ist es, dass auf ein Ereignis (Kauf von Produkt A) ein weiteres Ereignis (Kauf von Produkt B) folgt? Das Ergebnis sind möglichst passgenau auf unsere Bedürfnisse zugeschnittene Produktvorschläge.

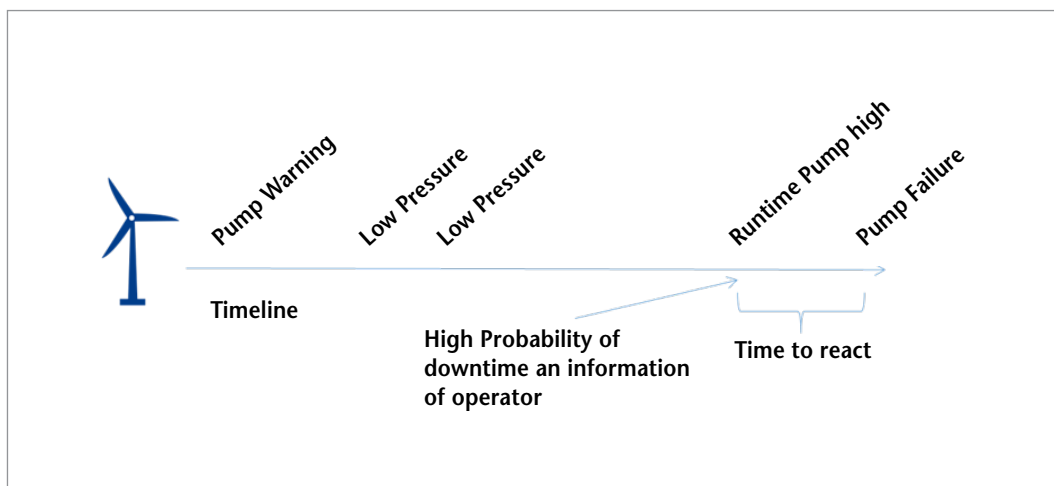


Abbildung 2
Assoziationsanalyse:
 Alarmkette, die im Ausfall einer Pumpe endet.
 Ab der vorletzten Meldung ist der Ausfall zu erwarten.

Diese Methode lässt sich auch auf die Flut von Alarmmeldungen aus dem Betrieb von WEA anwenden. Im Idealfall lassen sich so Alarmketten erkennen und zukünftige Ereignisse (Stillstände) mit einer bekannten Wahrscheinlichkeit vorhersagen.

Lebensdauermerkmale

Für die Untersuchung der Zuverlässigkeit von WEA und ihrer Komponenten ist die Kenntnis über die jeweils primäre Belastungsgröße (Lebensdauermerkmal) ausschlaggebend. Hierzu müssen die SCADA-Daten und Instandhaltungsberichte kombiniert werden. Lebensdauermerkmale können im einfachsten Fall Betriebsstunden oder erzeugte Kilowattstunden sein, es kann sich aber auch um Winkel, Temperaturwechsel oder Schaltvorgänge handeln. Dies sind teils Größen, welche in den SCADA-Daten bisher nicht enthalten sind und möglicherweise auch nicht sinnvoll als 10-Minuten-Mittelwerte abzubilden sind. Ein Ansatz ist es daher, die Intelligenz in die Steuerung der WEA zu verlagern und Lebensdauermerkmale dort zu aggregieren.

Standardisierung ist der Schlüssel

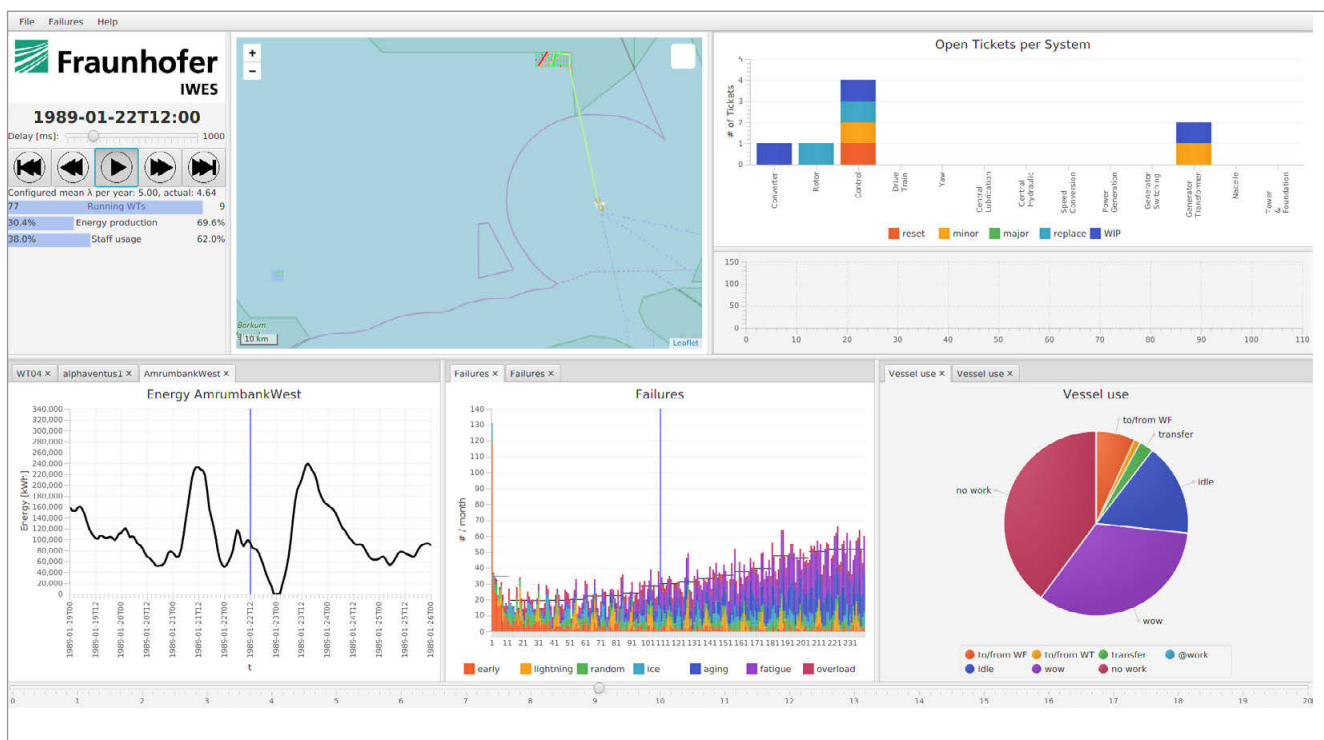
Bei der Analyse von Daten ist eine genaue Kenntnis über die Art der Daten für die Qualität der Ergebnisse entscheidend. Um nicht für jeden Hersteller,

Anlagentyp oder Instandhaltungsdienstleister bei null anfangen zu müssen, ist eine Standardisierung bei der Erfassung und Bezeichnung der Daten unausweichlich, wenn auch bisher nur begrenzt umgesetzt. Standards und Richtlinien wie die IEC 61400-25 [11], RDS-PP® [12] und ZEUS [13] müssen zukünftig deutlich konsequenter in der Branche angewendet werden. Für Status- und Alarmmeldungen steht eine Standardisierung noch komplett aus, die FGW TR 10 [6] zeigt erste Ansätze.

Datenpooling: Gemeinsam bessere Ergebnisse erzielen

Die Ergebnisse aller zuvor beschriebenen Methoden hängen direkt von der Anzahl der zur Verfügung stehenden Daten ab. Methoden des Machine Learning müssen beispielsweise mit einem großen Datensatz trainiert werden. Da es in der Windbranche jedoch viele kleine Unternehmen mit einem heterogenen Anlagenportfolio gibt, bietet sich ein Pooling der Informationen an. Neben der deutschen WinD-Pool Initiative [14], in welche bereits Daten von mehr als 3000 WEA unterschiedlicher Betreiber einfließen, gibt es international weitere Beispiele. Ein Datenpooling ermöglicht darüber hinaus Benchmarks und gemeinsame Zuverlässigkeitsauswertungen.

Abbildung 3
Simulationstool:
Nutzeroberfläche der
Simulationsumgebung
Offshore-TIMES



Simulation von Betrieb und Instandhaltung

Insbesondere für Offshore-Windparks ist die Festlegung der Betriebs- und Instandhaltungsstrategie vor Inbetriebnahme ein entscheidender Erfolgs- und Kostenfaktor. Entsprechende Strategien werden jedoch weder bei neuen Projekten noch im späteren Betrieb willkürlich festgelegt oder geändert. Ein Testen im Betrieb kann teuer werden und eine Entscheidungsfindung verlangt nach Informationen zum Einsparpotenzial. Simulationen können an dieser Stelle helfen. Offshore-TIMES ist ein entsprechendes Tool, welches zeitreihenbasiert arbeitet und Inputdaten z.B. aus dem Datenpooling nutzen kann.

Zusammenfassung

In Betrieb und Instandhaltung von WEA steckt ein erhebliches Potenzial zur Performancesteigerung und Kostensenkung. Eine Vielzahl an Daten steht schon heute zur Verfügung und wird bisher nur in begrenztem Umfang genutzt. Durch den Einsatz moderner Methoden lassen sich zusätzliche Erkenntnisse gewinnen. Die Methoden stehen zur Verfügung und werden nach und nach auf ihre Anwendbarkeit in der Windbranche geprüft, erste Ergebnisse sind vielversprechend. Wichtigste Grundlage ist jedoch immer eine gute Datenqualität, welche durch den konsequenten Einsatz von Standards und Richtlinien noch verbessert werden muss.

Literatur

- [1] Fraunhofer IWES, WindMonitor.de: Entwicklung der Windenergie in Deutschland
- [2] S. Lüers and K. Dr. Rehfeldt, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland: Update“
- [3] M. Durstewitz et al., „Windenergie Report Deutschland 2017“
- [4] Production based availability for wind turbines (IEC 61400-26-2), IEC 61400-26-2, 2014
- [5] Technical guideline for power plants part 6: Determination of wind potential and energy yields, TG 6, 2017
- [6] Technical guideline for power plants part 10: Determination of site quality following commissioning, TG 10, 2018
- [7] B. Sherwin and J. Fields, “IEC 61400-15 Working Group: Progress Update #2 – Meeting 13”
- [8] V. Sohoni, S. C. Gupta, and R. K. Nema, “A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems” Journal of Energy
- [9] A. Craig, M. Optis, M. J. Fields, and P. Moriarty, “Uncertainty quantification in the analyses of operational wind power plant performance”
- [10] S. Dienst and J. Beseler, “Automatic Anomaly Detection in Offshore Wind SCADA Data,” Proceedings of WindEurope Summit 2016
- [11] Wind turbines – Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models (IEC 61400-25-1:2006), 61400-25-1, 2007
- [12] VGB PowerTech e.V., Ed., VGB-Standard RDS-PP®: Application Guideline Part 32: Wind Power Plants. VGB-S823-32-2014-03-EN-DE, 2014
- [13] Technische Richtlinie für Energieanlagen Teil 7: Betrieb und Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien Rubrik D2: Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ZEUS), TR 7 D2, 2012
- [14] Fraunhofer IWES, WinD-Pool: Windenergie-Informationen-Daten-Pool. www.wind-pool.de