

*Simulation in Produktion
und Logistik 2017*
Sigrid Wenzel & Tim Peter (Hrsg.)
kassel university press, Kassel 2017

Simulation konträrer Instandhaltungsstrategien für Offshore-Windenergieanlagen

Simulation of Contrary Maintenance Strategies for Offshore Wind Turbines

Stephan Oelker, Marco Lewandowski, Michael Freitag, Universität Bremen
Fachbereich Produktionstechnik, Bremen (Germany), oel@biba.uni-bremen.de,
lew@biba.uni-bremen.de, fre@biba.uni-bremen.de

Abderrahim Ait Alla, BIBA - Bremer Institut für Produktion und Logistik GmbH an
der Universität Bremen, Bremen (Germany), ait@biba.uni-bremen.de

Abstract: This paper describes a multi-agent-based discrete-event simulation of the maintenance processes of offshore wind turbines. First, a brief overview of the challenges for the operation and maintenance of offshore wind turbines in general will be given and the state of the art in the field of simulation of offshore operation and maintenance processes will be expressed. Subsequently, the structure of the simulation model will be explained and the simulation results for reactive and predictive maintenance strategies will be discussed. Based on the simulation model, the contribution of a better failure forecast to the maintenance costs will be investigated.

1 Einleitung

Die Industrienationen haben sich weltweit auf die Reduzierung der Emissionen zur fossilen Energieerzeugung geeinigt, um dem globalen Klimawandel entgegen zu wirken. In diesem Zusammenhang wird für die Erzeugung von Strom aus regenerativen Rohstoffen häufig die Windenergie aufgrund der hohen Windverfügbarkeit sowie der technisch ausgereiften Anlagen eingesetzt (Lynn 2011). Insbesondere die Offshore-Windenergie ist für den Erfolg der Energiewende von zentraler Bedeutung. Daher hat sich die Anzahl der Windenergieanlagen auf dem Meer in den letzten Jahren auch signifikant erhöht. So sind allein in der Deutschen Nord- und Ostsee 947 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4.108 Megawatt in Betrieb (Stiftung Offshore Windenergie 2017). Allerdings besteht weiterhin die Herausforderung, die Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) zu senken, da diese derzeit im Vergleich zu anderen Energiequellen relativ hoch sind (Kost et al. 2013). Eine Möglichkeit, um auf den Kostendruck zu reagieren, besteht in der Senkung der Kosten während der

Betriebsphase, da 15-30 % der Total Cost of Ownership während dieser Phase entstehen (Besnard et al. 2013; Martin et al. 2016). Jedoch ist der Betrieb und die Instandhaltung von OWEA im Vergleich zu Onshore-Windenergieanlagen deutlich schwieriger. Dies liegt vor allem daran, dass die Instandhaltung von OWEA vielen Herausforderungen und Restriktionen, wie z. B. der eingeschränkten Zugänglichkeit aufgrund der Wetterbedingungen, unterliegt (Oelker et al. 2014; Martin et al. 2016). Zur Verbesserung der Planung, Steuerung und Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen ist es erforderlich, die Schäden an den Anlagen möglichst früh zu erkennen. Da in der Regel Störungen erst mit deren Eintritt detektiert werden, stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, in weitere Sensorik- und Technologieentwicklungen zu investieren, um die Fehler früher zu erkennen. Vor diesem Hintergrund wird eine Simulationsstudie durchgeführt, um den Einfluss einer besseren und damit frühzeitigen Prognose von Schäden in Bezug auf die Instandhaltungskosten bewerten zu können.

2 Herausforderungen für den Betrieb und die Instandhaltung von Offshore-Windenergieanlagen

OWEA sind rauen maritimen Bedingungen ausgesetzt, wodurch es häufiger zu Fehlern oder Ausfällen kommt. In der Literatur wird die technische Verfügbarkeit mit Werten zwischen 60 und 90 % angegeben (Scheu et al. 2012; Netland et al. 2014), welches im Vergleich zu Onshore-Windenergieanlagen (97-99 %) sehr gering ist (Institut für Solare Energieversorgungstechnik 2008). Eine Ursache hierfür ist, dass die logistischen Prozesse für die Instandhaltung von OWEA sehr komplex und dadurch kostenintensiv sind, sodass die Instandsetzung im Fehlerfall mehr Zeit in Anspruch nimmt. Dies liegt zum einen daran, dass die Komponenten von OWEA sehr große Dimensionen aufweisen und im Fehlerfall zum Teil Spezialschiffe eingesetzt werden müssen. Zum anderen schränken speziell die Wetterbedingungen die Zugänglichkeit der Anlagen stark ein und haben aus diesem Grund große Auswirkungen auf die Durchführbarkeit der erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen. Je nachdem, wie weit der Windpark vom zugeordneten Servicestützpunkt entfernt ist, wird ein entsprechend langes Wartungsfenster benötigt, um die Reparaturen durchführen zu können.

In einer Studie von Roland Berger (2013) wird analysiert, dass neue Betriebs- und Instandhaltungsstrategien zu hohen Einsparungspotenzialen führen können, wobei diese vor allem durch technologische Innovationen gestützt werden müssen. Hier spielen vor allem datenbasierte Ansätze zur Bewertung des Zustands und der Restlebensdauer einer Anlage bzw. der einzelnen Komponenten eine bedeutende Rolle. Die modernen Anlagentypen auf See und an Land sind bereits mit Zustandsdiagnosesystemen (engl. Condition Monitoring System (CMS)) ausgestattet, welche den Zustand der Anlagen abbilden. Basierend auf den Sensordaten werden u. a. im Falle einer Störung der Anlage Instandhaltungsmaßnahmen initiiert. Hierfür ist jedoch ein gewisser Vorlauf notwendig, um die Maßnahme effizient durchführen zu können. Faktisch werden die Instandhaltungsprozesse in den meisten Fällen allerdings erst dann angestoßen, wenn eine Störung bereits aufgetreten ist. Dies lässt sich als reaktive Instandhaltungsstrategie beschreiben (vgl. Schenk 2010). Dementsprechend führt die aktuelle Situation dazu, dass die Anlagen durch Beschädigungen ausfallen und die

Instandhaltungsmaßnahmen nicht sofort durchgeführt werden können. Dadurch entstehen erhebliche Kosten für den Ausfall, für Ausfallfolgekosten sowie für logistische Sonderprozesse.

Im Sinne einer Optimierung der Instandhaltungsmaßnahmen ist es daher erforderlich, dass sich abzeichnende Fehler an den Komponenten früher erkannt werden, also bevor der Ausfall einer Anlage droht. Zur Fehlerprognose bieten Methoden aus dem Bereich Data Analytics vielversprechende Ansätze, um die Restlebensdauer der jeweiligen Komponente bzw. des Gesamtsystems zu beurteilen, selbst unter Berücksichtigung der gegebenen Prognoseunschärfe. Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojekts „preInO – Methoden und Werkzeuge für die preagierende Instandhaltung von Offshore Windenergieanlagen“ werden die entsprechenden Grundlagen für die risikobasierte Prognose des Systemzustands entwickelt (Freitag et al. 2015). Jedoch wird auch deutlich, dass jede Komponente individuell betrachtet werden muss, um automatisiert eine gute Prognose bzw. Diagnose über den Systemzustand geben zu können. Teilweise besteht derzeit das Problem, dass zusätzlich benötigte Sensorik in vielen der betrachteten Anlagen derzeit noch nicht vorhanden ist. Daher stellt sich die Frage, welche Einsparungspotenziale sich durch die Umsetzung einer vorausschauenden Instandhaltungsstrategie heben lassen bzw. genauer, ob eine Investition in neue Sensorik und Technologien sinnvoll ist und zu einem Return-on-Investment führen kann. Aufgrund der Komplexität der Prozesse mit stark variierenden Prozesszeiten und zahlreichen Abhängigkeiten ist jedoch eine Bewertung bzw. ein Nachweis mit konventionellen Methoden der Investitionsrechnung nicht möglich. Daher wird ein Simulationsmodell entwickelt, welches alle Instandhaltungsprozesse und deren Restriktionen für OWEA abbildet und zugleich in der Lage ist, sowohl eine reaktive als auch eine vorausschauende Instandhaltungsstrategie abzubilden. In der Simulation werden dazu die Einsparungspotenziale für Prognosefenster von 72 bzw. 168 Stunden untersucht, also der Zeitraum, in dem Schäden bzw. mögliche Beschädigungen erkannt werden, ohne dass diese bereits Auswirkungen auf die Funktionsfähigkeit des Systems haben.

3 Stand der Technik zur Simulation von Offshore-Betriebs- und Wartungsprozessen

Die Simulation wird im Bereich der Windenergie an verschiedenen Stellen bereits erfolgreich eingesetzt. Neben dem Aufbau von Modellen zur Simulation, sind vor dem Hintergrund der Themenstellung vor allem die Modelle, die den Betrieb und die Instandhaltung von OWEA simulieren, zu erwähnen (Martin et al. 2016). Auch Greiner et al. (2015) haben die Simulation zur Analyse des Betriebs von Windenergieanlagen genutzt. Scheu et al. (2012) haben ein Simulationsmodell entwickelt, um die Betriebsphase von Windenergieanlagen zu simulieren. Ziel war es, den Einfluss bestimmter Parameter, wie die Änderung der Wellenhöhengrenze der eingesetzten Schiffe und die Änderung der Wettervorhersage, zu untersuchen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Beeinflussung dieser Parameter die Verfügbarkeit und die Wirtschaftlichkeit der Offshore-Windparks erhöhen kann. Im Gegensatz zu den vorgestellten Ansätzen, werden im Rahmen dieser Arbeit nicht nur einzelne Prozesse bewertet und Entscheidungsunterstützungen gegeben, sondern der

komplette Instandhaltungsprozess von OWEA mit sämtlichen Restriktionen und realen Prozesszeiten abgebildet, um konträre Strategien miteinander vergleichen zu können.

Der Stand der Technik in Hinblick auf die Instandhaltungslogistik von OWEA wird in Shafiee (2015) untersucht. Die Instandhaltungsprozesse wurden dabei in Hinblick auf die operativen, taktischen und strategischen Auswirkungen analysiert. Zudem wurde herausgefunden, dass trotz der Anzahl der veröffentlichten Studien, ein großer Bedarf an neuen Entwicklungen im Bereich des Betriebs und der Instandhaltung von OWEA erforderlich ist.

4 Struktur des Simulationsmodells

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird eine multiagentenbasierte, ereignisdiskrete Simulation der Instandhaltungsprozesse von OWEA entwickelt, wobei alle Restriktionen in den Prozessen abgebildet worden sind. Die Simulation ist mit dem Simulationswerkzeug AnyLogic (AnyLogic 2017) erzeugt worden und bildet sowohl eine reaktive als auch eine vorausschauende Instandhaltungsstrategie ab. Über das Simulationswerkzeug werden die Windenergieanlagen und die weiteren Entitäten als Agenten abgebildet. Diese sind so miteinander verknüpft, dass über definierte Nachrichten in der Simulation die unterschiedlichen Prozesse angestoßen werden. Die Prozesse sind dabei möglichst detailreich abgebildet und mit stochastisch variierenden Prozesszeiten versehen worden. Als Verteilungsfunktion wird eine exponentielle Verteilung für das Störungsintervall und eine Uniformverteilung für die Reparaturdauer gewählt. Auf diese Weise wird insbesondere der Faktor Mensch bei der Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen berücksichtigt.

In der entwickelten Simulation werden reale Wetterdaten aus dem Datensatz „CoastDat“ und ein Modell mit unterschiedlichen Fehlerkategorien implementiert, um die unterschiedlichen Störungen abzubilden. Hierbei wird auch bedacht, welche Transportmittel für die Durchführung der unterschiedlichen Instandhaltungsmaßnahmen erforderlich sind. Berücksichtigt wird neben einem Crew Transfer Vessel (CTV) und einem Helikopter auch ein Installationsschiff, welches zum Austausch bzw. zur Reparatur größerer Komponenten benötigt wird. Die Verfügbarkeit von Ersatzteilen und der Servicetechniker sind weitere Aspekte, welche in Rahmen der Simulation abgebildet werden. Weiterhin sind alle Prozesse mit Kosten versehen. Zudem wird eine Berechnung der Energieproduktion unter Einbeziehung der vorherrschenden Wetterbedingungen durchgeführt. Um die unterschiedlichen Strategien zu vergleichen, werden als Ergebnisgrößen die Key Performance Indikatoren technische Verfügbarkeit, produzierte Energie sowie entstehende Instandhaltungskosten in der Simulationsumgebung definiert.

Alle Akteure, die am Instandhaltungsprozess beteiligt sind, werden im Simulationsmodell als Agenten modelliert. Jeder Agent verfügt dabei über eine eigene Logik und wird über Zustandsdiagramme oder Prozessmodellierungs-bibliotheken modelliert. Die Agenten interagieren miteinander, indem bestimmte Nachrichten gesendet werden, deren Empfang Ereignisse auslösen. Wenn z. B. das CMS eine Mitteilung über eine Störung erzeugt, wird eine Nachricht zur Leitwarte geschickt. In der Leitwarte wird die gemeldete Störung bearbeitet. Handelt es sich um eine echte Störung, wird eine Meldung mit dem Störungstyp generiert und an den

Instandhaltungsservice weitergeleitet. Dieser überprüft sowohl die Verfügbarkeit von Ressourcen, Ersatzteilen und notwendigen Wetter und generiert anschließend einen Auftrag. Der Auftrag wird dann in Form einer Nachricht an das Serviceteam weitergeleitet, welches die Instandhaltungsmaßnahme durchführt (Abb. 1).

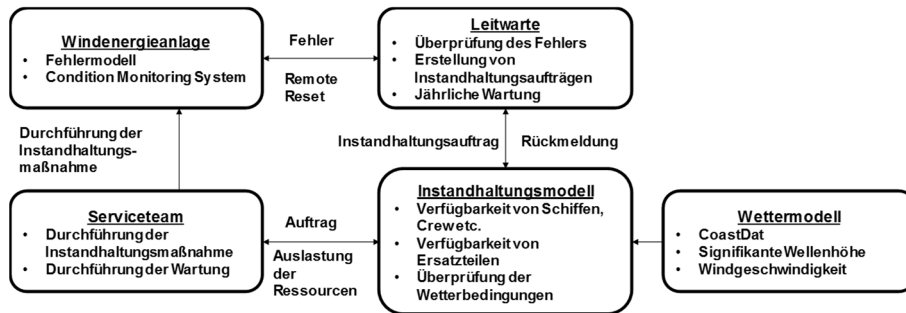


Abbildung 1: Struktur der entwickelten Simulation

Die OWEA ist in der Simulation über ein Zustandsdiagramm abgebildet, welches das ereignis- und zeitgesteuerte Verhalten der Windenergieanlage beschreibt (Abb. 2). Der Wechsel von einem Betriebszustand zu einem Ausfallzustand wird durch die Auslösung eines Fehlerereignisses beschrieben, welches durch entsprechende Ausfallraten bestimmt wird (Tab. 1).

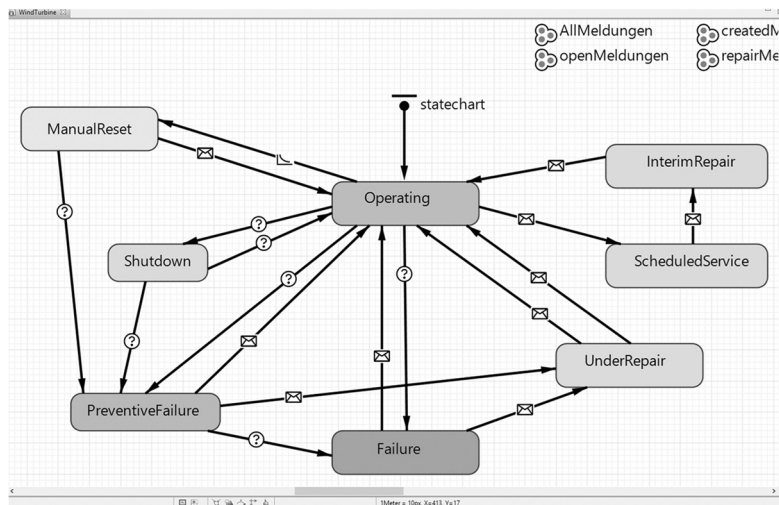


Abbildung 2: Modellaufbau einer Windenergieanlage – Zustandsdiagramm

Der Übergang von Ausfallzustand zum normalen Betriebszustand wird durch ein Meldungsereignis des Serviceteams initiiert, welches die Instandhaltungsaktivitäten durchgeführt hat. Darüber hinaus besitzt die Windenergieanlage einen präventiven Ausfallzustand, der die vorausschauende Strategie abbildet. In diesem Fall wechselt die Windturbine ihren Zustand in den präventiven Ausfallzustand, wenn eine

mögliche Störung vorzeitig erkannt wird. Sollte die Windenergieanlage trotz der verbesserten Planungsgrundlage nach einer definierten Zeit nicht instandgesetzt worden sein, wechselt ihr Zustand in „Ausfall“.

Table 1: Reparaturtypen bzw. Fehlerklassen von *Offshore-WEA* (Oelker et al. 2016)

Reparaturumfang	Restriktionen der Instandhaltung	Ausfallrate
Ferngesteuerter Neustart	- Instandsetzungsdauer = Ø 2 Stunden	Ø Alle 2 Wochen
Kleine Reparaturen	- Instandsetzungsdauer = Ø 6 Stunden	Ø Alle 3 Monate
	- Helikopter oder CTV mit 3 Technikern erforderlich	
Große Reparaturen	- Instandsetzungsdauer = Ø 12 Stunden	Ø Alle 6 Monate
	- CTV mit einem Kran und 3 Techniker erforderlich	
Austausch Großkomponenten	- Instandsetzungsdauer = Ø 24 Stunden	Ø Alle 18 Monate
	- Installationsschiff mit großem Kran und 6 Techniker erforderlich	
Jährliche Wartung	- Inspektionszeit = Ø 72 Stunden pro OWEA	Einmal im Jahr
	- Installationsschiff mit 6 Technikern erforderlich	

Um in der Simulation unterschiedliche Störungen abbilden zu können, werden die Ausfälle für alle Fehlerklassen der Windenergieanlagen auf Basis einer exponentiellen Verteilungsfunktion mit $\lambda = 1 / (\text{Ausfallrate in Stunden})$, basierend auf Angaben aus der Literatur, modelliert (vgl. Oelker et al. 2016). Dabei wird zwischen verschiedenen Reparaturtypen unterschieden (Tab. 1). Auch die Reisezeiten werden in der Simulation berücksichtigt, so benötigt ein Hubschrauber mit einer Reisegeschwindigkeit von 220 km/h über offenem Meer ca. 14 Minuten für die Strecke von 50 km, während ein Crew Transfer Vessel mit einer Servicegeschwindigkeit von 20 kn ca. 81 Minuten braucht. Durch den Vergleich zwischen der in der Simulation erzielten Verfügbarkeit mit der Verfügbarkeit einer OWEA in Norddeutschland und der in der Literatur zitierten OWEA-Verfügbarkeiten wird das Simulationsmodell validiert (Scheu et al. 2012; Netland et al. 2014).

Damit die Simulation und die Ergebnisse der breiten Öffentlichkeit vorgestellt und die Entscheidungsoptionen und deren Auswirkungen hinsichtlich einer Investition in CMS-Technologie diskutiert werden können, ist zudem eine Benutzeroberfläche entwickelt worden, mit der der Anwender die Möglichkeit besitzt, an einem Multitouch-Tisch selbstständig verschiedene Szenarien in Hinblick auf die Netzwerkstrukturen zu simulieren. Die über diese Benutzeroberfläche änderbaren Parameter sind die Standorte der Servicestation und der Windenergieanlagen sowie die Anzahl der Anlagen und die Wahl der Instandhaltungsstrategie. Die Simulation berücksichtigt anschließend automatisch die gewählten Parameter und berechnet die

zuvor beschriebenen Key Performance Indikatoren für den Betrieb und die Instandhaltung der Anlagen. Die Oberfläche ist in Abbildung 3 dargestellt.



Abbildung 3: Simulationsoberfläche am Beispiel eines Windparks in der Nordsee

5 Simulationsparametrisierung und -ergebnisse

Das Ziel der entwickelten Simulation ist zu untersuchen, welche Einsparungspotenziale durch eine vorausschauende Instandhaltungsstrategie in der Betriebsphase einer OWEA gehoben werden können. Dies geschieht vor dem Hintergrund die Amortisationsdauer für die notwendigen Entwicklungen und Technologien berechnen zu können. Zur Abbildung der Wetterbedingungen werden aus dem Datensatz „CoastDat“ der Zeitraum 2000 bis Ende 2007 mit stündlicher Auflösung verwendet. Abbildung 4 zeigt die durchschnittliche Verfügbarkeit von 3-stündigen Wetterfenstern für jede Transportressource für den in der Simulation verwendeten Wetterdatensatz. Zur Verdeutlichung liegt die Wahrscheinlichkeit, dass ein CTV im Januar für einen 3-stündigen Einsatz aufgrund der Wetterrestriktionen genutzt werden kann bei 52 %. Zwischen Mai und August liegt die Wahrscheinlichkeit jedoch bei ca. 88 %. Die Abbildung zeigt, dass die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen bedingt durch die Wetterrestriktionen in den Sommermonaten einfacher zu organisieren ist, als in den Wintermonaten. Vor diesem Hintergrund kommt es in den Wintermonaten häufiger zu kostenintensiven Helikoptereinsätzen bzw. zu längeren Anlagenstillständen, da diese nicht angefahren werden können. In der Simulation wird überprüft, ob für den Einsatz ein geeignetes Wetterfenster zur Verfügung steht. Ist dies nicht der Fall, wird der Einsatz solange verzögert, bis die Wetterbedingungen den Anforderungen entsprechen.

Im Rahmen der Simulation wird ein Windpark mit 40 Anlagen betrachtet, welcher sich ca. 50 Kilometer vom Basishafen Bremerhaven entfernt in der Nordsee befindet. Zudem wird der Betrieb über acht Jahre analysiert. Zur Ermittlung der Einsparungspotenziale, welche mit einer vorausschauenden Instandhaltungsstrategie gehoben werden können, sind unterschiedliche Simulationsszenarien definiert worden. Das Unterscheidungsmerkmal ist die eingesetzte Instandhaltungsstrategie. Bei einer reaktiven Instandhaltungsstrategie wechselt die OWEA ihren Zustand auf Störung, sobald eine solche gemeldet worden ist.

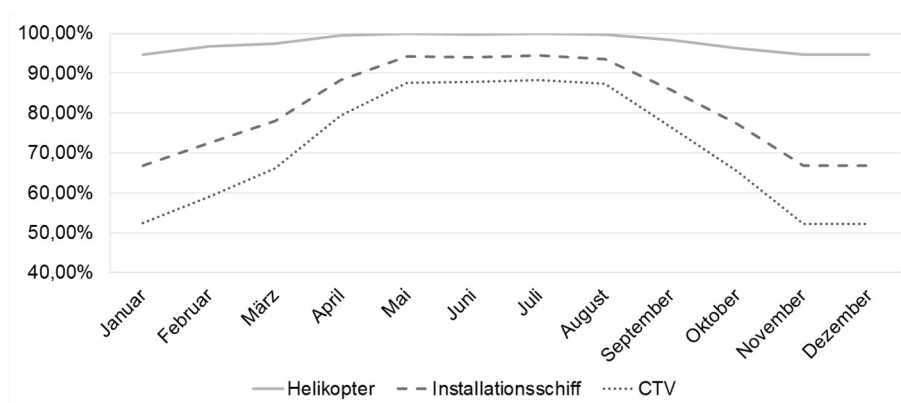


Abbildung 4: Verfügbarkeit eines 3-stündigen Wetterfensters je Ressource für die Jahre 2000-2007

Zu diesem Zeitpunkt kann auch frühestens mit der Planung und Durchführung der Instandhaltungsmaßnahme begonnen werden. Wird hingegen eine vorausschauende Strategie betrachtet, wechselt die Anlage bei einer Störung zunächst in einen präventiven Ausfallzustand, läuft aber bis zu einem definierten Zeitpunkt weiter. Im Rahmen der hier durchgeführten Simulation werden realistische Zeitfenster von 72 oder 168 Stunden ausgewählt.

Tabelle 2: Ergebnisse der Simulation

Instandhaltungsstrategie	Präventives Zeitfenster Stunde	Verfügbarkeit %	Energieproduktion GWh		Durchschnittliche Instandhaltungskosten (Million €)		
					Transport	Material	Produktionsverlust
			min	Ø max			
Reaktive	0	83,7 86,63 89,2	13,8	14,4 14,9	56,9	47,34	225,5
Vorausschauend	72	90,3 92,48 94,1	15,0	15,3 15,5	55,8	38,98	128,9
	168	91,4 94,04 95,3	15,2	15,6 15,8	56,5	32,97	102,4

Um aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen, ist die Anzahl an Simulationsläufen je Simulationszenario auf 100 Replikationen festgelegt worden. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass viele Simulationsparameter stochastisch sind und somit für jeden Simulationslauf nach dem Monte-Carlo-Prinzip andere Werte aufweisen. Die in Tabelle 2 dargestellten Ergebnisse zeigen die Mittelwerte der durchgeführten Simulationen. Es zeigt sich, dass die Einsparungspotenziale einer vorausschauenden Strategie selbst für einen relativ kleinen Windpark erheblich sind. So fallen für die Instandhaltung eines Windparks über acht Jahre gemäß den Ergebnissen der Simulation mit einer reaktiven Strategie Kosten in Höhe von ca. 330 Millionen Euro

an. Sofern die Fehler nur 72 Stunden vor ihrem Auftreten festgestellt werden können, lassen sich die Kosten um ca. 107 Millionen Euro bzw. 32,2 % reduzieren, wobei noch nicht berücksichtigt worden ist, dass auch die Verfügbarkeit der Anlagen und somit die produzierte Energie steigt. Umgerechnet auf die derzeit genehmigte Lebensdauer einer OWEA von 20 Jahren entspricht dies ein Einsparungspotenzial von 6,5 Millionen Euro pro Anlage. Grundsätzlich bleiben die Transportkosten in etwa auf gleichem Niveau, da die Fahrten zu den Anlagen nicht zu vermeiden sind. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Einsparungspotenzial einer vorausschauenden Strategie vor allem in der Reduzierung der Materialkosten und der Produktionsverluste liegt. Dies liegt vor allem daran, dass durch eine bessere Planbarkeit der Instandhaltungsmaßnahmen sowohl die Stillstände von OWEA als auch die Ausfallfolgen reduziert werden können. Dies führt dazu, dass die Produktionsverluste bzw. Materialkosten verringert werden können.

6 Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen der vorgestellten Simulation ist ein Simulationsmodell entwickelt worden, welches sämtliche Prozesse für die Instandhaltung von OWEA abbildet und zudem insbesondere die Wetterrestriktionen berücksichtigt. Mit der Simulation wurde untersucht, welche Einsparungspotenziale mit einer vorausschauenden Instandhaltungsstrategie für OWEA gehoben werden können. Die Ergebnisse der durchgeführten Simulationsstudie zeigen erhebliche Einsparungspotenziale. Für die Umsetzung einer vorausschauenden Strategie ist jedoch eine genaue Kenntnis über den Zustand der einzelnen Komponenten bzw. des Gesamtsystems notwendig. Durch die Entwicklung neuer Technologien und Sensorik im Hinblick auf einen datenbasierten Ansatz für eine vorausschauende Instandhaltungsstrategie könnten diese Potenziale realisiert werden. Neben der allgegenwärtigen Motivation der Nutzung von CMS-Technologien zur Fehlervermeidung sollte im Rahmen der Investitionsbetrachtung vor allem auch die verbesserte Planbarkeit der Instandhaltungstätigkeiten in den Fokus rücken.

Danksagung

Dieser Beitrag entstand im Rahmen des Projekts „preInO – Methoden und Werkzeuge für die präagierende Instandhaltung von Offshore Windenergieanlagen“, welches vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen „0325587A“ gefördert worden ist.

Literatur

AnyLogic: Mehr-Methoden Simulationssoftware. Verfügbar unter <http://www.anylogic.de/>. Letzter Zugriff am 27.04.2017.

Besnard, F.; Fischer, K.; Tjernberg, L.B.: A model for the optimization of the maintenance support organization for offshore wind farms. IEEE Transactions on Sustainable Energy 4 (2013) 2, S. 443-450.

BWE Bundesverband Windenergie: Ausbauzahlen 2016 Offshore-Windenergie. 2017. <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2017/agow-bwe->

- stiftung-offshore-windenergie-vdma-und-wab-ausbauzahlen-2016. Letzter Zugriff am 20.04.2017.
- Freitag, M.; Oelker, S.; Lewandowski, M.; Murali, R.: A Concept for the Dynamic Adjustment of Maintenance Intervals by Analysing Heterogeneous Data. In: Wulfsberg, J.; Röhlig, B.; Montag, T. (Hrsg.): Applied Mechanics and Materials. Progress in Production Engineering. Trans Tech Publications Inc, Pfaffikon, Schweiz, 2015, S. 507-515.
- Greiner, S.; Appel, S.; Joschko, P.; Renz, T.; Albers, H.: German Offshore Wind Operation Guide. www.systop-wind.de/fileadmin/pdf/systop_gowog_20150630_webseite.pdf. Letzter Zugriff am 24.04.2017.
- Helmholtz-Zentrum Geesthacht, Zentrum für Material- und Küstenforschung GmbH (2012). coastDat-1 Waves North Sea wave spectra hindcast (1948-2007). World Data Center for Climate (WDCC) am DKRZ. https://doi.org/10.1594/WDCC/coastDat-1_Waves.
- Institut für Solare Energieversorgungstechnik: Windenergie Report Deutschland 2008.
- Kost, C.; Mayer, J.N.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S.; Nold, S.; Lude, S.; Schlegl, T.: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer ISE (2013).
- Lynn, P.A.: Onshore and offshore wind energy: an introduction. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2011, S. 1-4.
- Netland, Ø; Sperstad, I.B.; Hofmann, M.; Skavhaug, A.: Cost-benefit evaluation of remote inspection of offshore wind farms by simulating the operation and maintenance phase. *Energy Procedia* 53 (2014), S. 239-247.
- Martin, R.; Lazakis, I.; Barbouchi, S.; Johanning, L.: Sensitivity analysis of offshore wind farm operation and maintenance cost and availability. *Renewable Energy* 85 (2016), S. 1226-1236.
- Oelker, S.; Lewandowski, M.; Schlalos, I.: Instandhaltungsplanung und -steuerung basierend auf Condition Monitoring und Zuverlässigkeit – Preagierende Instandhaltung am Beispiel von Offshore-Windenergie. In: Nienhaus, K.; Burgwinkel, P. (Hrsg.): Tagungsband zum 10. Aachener Koll. für Instandhaltung, Diagnose und Anlagenüberwachung. Stolberg: Verlag R. Zilkens, 2014, S. 195-203.
- Oelker, S.; Ait Alla, A.; Lewandowski, M.; Freitag, M.: Planning of maintenance resources for the service of offshore wind turbines by means of simulation. In: Freitag, M.; Kotzab, H.; Pannek, J. (Hrsg.): Dynamics in Logistics. Proceedings of the 5th International Conference on Dynamics in Logistics Bremen, Germany. Springer International Publishing, 2016, S. 303-312.
- Roland Berger Strategy Consultants: Offshore wind toward 2020 - On the pathway to cost competitiveness. http://www.rolandberger.com/media/pdf/Roland_Berger_Offshore_Wind_Study_20130506.pdf. Letzter Zugriff am 24.04.2017.
- Schenk, M.: Instandhaltung technischer Systeme. Methoden und Werkzeuge zur Gewährleistung eines sicheren und wirtschaftlichen Anlagenbetriebs. Springer-Verlag 2009.
- Scheu, M.; Matha, D.; Hofmann, M.; Muskulus, M.: Maintenance strategies for large offshore wind farms. *Energy Procedia* 24 (2012), S. 281-288.
- Shafiee, M.: Maintenance logistics organization for offshore wind energy: Current progress and future perspectives. *Renewable Energy* 77 (2015), S. 182-193.