

# Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen – aktueller Stand und Entwicklungen

Petr Svoboda

*Die Stromwirtschaft befindet sich im Umbruch: Seit einiger Zeit häufen sich die Nachrichten über unrentable konventionelle Kraftwerke. Dies betrifft nicht nur alte und ineffiziente, sondern auch hochmoderne GuD (Gas- und Dampfturbinen)-Kraftwerke. Angesichts dessen wenden sich viele Investoren bevorzugt der Windkraft zu. Aber auch diese wird sich künftig möglicherweise durch eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu einem weniger „sicheren Hafen“ für Investitionen entwickeln. Umso wichtiger ist eine genaue Analyse der Kosten, insbesondere der Wartungskosten der Windenergie an Land und mehr noch auf See. Denn eines ist klar: Die angepeilten Zubauraten können nur erreicht werden, wenn die Wirtschaftlichkeit der Projekte gegeben ist.*

Waren früher für Onshore-Windkraft Renditen zwischen 8 und 10 % erzielbar, so fielen jüngst die Erwartungen eher auf 4 bis 6 %. Manche Branchenbeobachter sehen gar die Wirtschaftlichkeit von Windkraft-Investments generell in Gefahr [1]. Die im Vergleich zur Planung tatsächlich oft geringeren erwirtschafteten Erträge führten zusammen mit den eher höher als ursprünglich veranschlagt liegenden Kosten bei vielen Onshore-Windkraftprojekten dazu, dass sich das Interesse zuweilen auf den Offshore-Sektor verschob. Dieser erschien mit der Einführung des Stauchungsmodells und einer Sprinterprämie sehr attraktiv. Dennoch hatten es deutsche Offshore-Windkraftprojekte bei der Realisierung schwerer als z. B. britische, dänische oder belgische.

Im Kontext sich verändernder energie-wirtschaftlicher Rahmenbedingungen mit

Einfluss auf die Profitabilität von Erzeugungsanlagen in Deutschland spielen die Betriebskosten konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke eine immer wichtigere Rolle, da sie durch geeignete Entscheidungen auch noch nach der Inbetriebnahme beeinflussbar sind. Über den kurzfristigen Betrieb oder Nichtbetrieb bestimmen zwar die Windverhältnisse (bzw. beim GuD die Strom- und Gasmärkte) – über den Gewinn jedoch entscheiden (neben den Kapitalkosten) insbesondere die Betriebskosten.

Die Betriebskosten setzen sich sowohl aus fixen als auch variablen Bestandteilen zusammen. Die Einsatzdauer und -art beeinflusst bspw. den Verschleiß und damit die Wartung. Die Betriebskosten können aber dennoch weitestgehend als fix betrachtet werden, weil die fixen Anteile überwiegen und die variablen Kosten innerhalb der

Spanne, in der ein jeweils wirtschaftlich optimaler Betrieb gegeben ist, relativ konstant sind. So ist die Einsatzdauer – gemessen in Volllaststunden – z. B. bei der Windenergie durch den jeweiligen Standort und die Anlage weitgehend vorgegeben.

## Genereller Vergleich der Betriebskosten von Offshore-/ Onshore-Windkraft- und GuD-Anlagen

Im Folgenden sollen verschiedene Technologien bezüglich ihrer Betriebskosten einander gegenübergestellt werden, um deren Bedeutung zu analysieren und die daraus resultierenden Chancen und Risiken besser zu verstehen.

Zunächst scheinen so verschiedene Technologien wie GuD (selbst unter Ausklammerung der Brennstoffkosten für Gas und CO<sub>2</sub>) und Windkraft bzw. innerhalb der Windkraft On- und Offshore kaum vergleichbar. Dies gilt auch in Bezug auf ihre Betriebskosten (Abb. 1). Die Höhe der Offshore-Windkraft-Betriebskosten im Vergleich zu Onshore-Windkraft- und GuD-Anlagen, beides an Land, springt ins Auge. Daneben fallen weitere Unterschiede auf: Bei Offshore ist der Anteil der Kosten für Versicherungen mit ca. 22 % etwa dreimal höher als bei den anderen Technologien, was das erhöhte Risiko widerspiegelt. Dafür entfallen die Aufwendungen für die Pacht. Diese machen bei Onshore-Windkraftanlagen wiederum immerhin zwischen 13 und 16 % der Betriebskosten aus.

Offensichtlich ist jedoch auch, dass die Wartungs- und Reparaturkosten [2] in allen Fällen den größten Teil ausmachen. Offshore

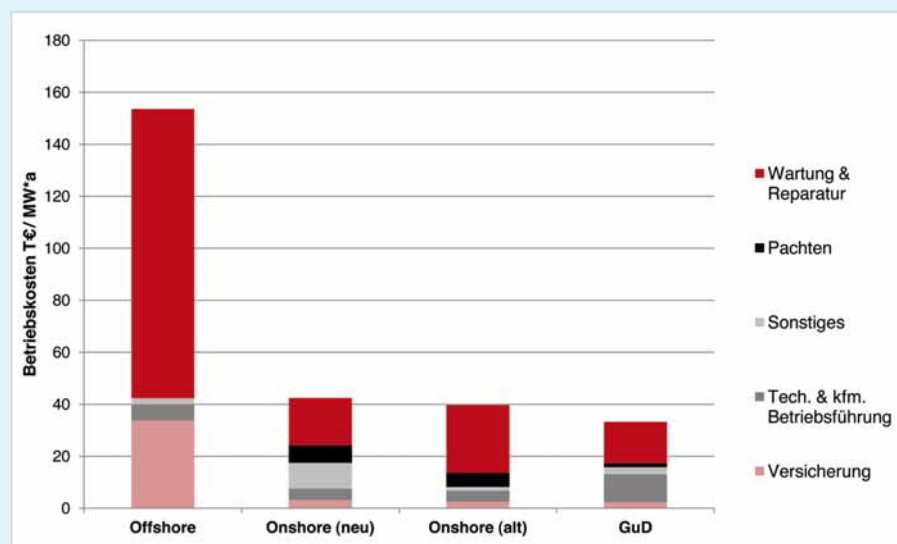


Abb. 1 Vergleich der spezifischen Betriebskosten von Offshore-/Onshore-Wind- und GuD-Kraftwerken

liegen sie bei etwa 72 %, onshore zwischen 43 % (neu) und 66 % (alt) und bei GuD bei etwa 48 %.

Zu beachten ist hier außerdem die Datenbasis der verschiedenen Technologien, die Unterschiede hinsichtlich Größe und Alter aufweisen. Die Daten bei Onshore-Windkraft und GuD stammen von seit einigen Jahren bestehenden Anlagen: Die neuen Windturbinen sind 2-4, die älteren 8-11 und die der GuD-Anlagen 2-4 Jahre alt. Dagegen basieren die Angaben für Offshore auf Plandaten. Alle Werte sind Durchschnitte der Ergebnisse von mindestens zwei Jahren; es handelt sich jeweils um mehrere Windparks bzw. Anlagen.

Zudem sind die Anlagengrößen recht unterschiedlich: Werden für Offshore-Windturbinen von durchschnittlich etwa 4 MW Leistung betrachtet, so weisen die betrachteten neueren Onshore-Windturbinen 2 MW und die älteren im Durchschnitt 1,2 MW Leistung auf; das GuD entspricht etwa einer Blockgröße von 420 MW. Dennoch können diese Anlagen als repräsentativ für die aktuell am Markt befindlichen Erzeugungskapazitäten angesehen werden.

Ein grundlegendes Problem bei der Windenergie stellt die Planbarkeit der Wartungs- und Reparaturkosten dar: Hier wurden in der Vergangenheit bei Projektplanungen zu grobe Annahmen getroffen, die dann in der Praxis so nicht eingetroffen sind. So werden für Offshore oft pauschal etwa 3 % der Investitionskosten als jährliche Wartungskosten angesetzt, während für Onshore bei neuen Anlagen 1,5 % und bei älteren zwischen 2 und 2,5 % veranschlagt werden. Dabei können für Offshore-Projekte 4 000 €/kW und für Onshore-Projekte 1 300 €/kW bzw. 1 400 €/kW als reine Investitionskosten angesetzt werden.

### Relativierung der Betriebskosten in Bezug auf die Stromerzeugung

Aussagekräftiger wird der Vergleich, wenn die Kosten auf die produzierte Strommenge bezogen werden. Dadurch wird die Tragfähigkeit dieser Kosten besser beleuchtet (Abb. 2).

Hier relativieren sich die hohen Werte der Offshore-Windkraftanlagen: Sie liegen bei

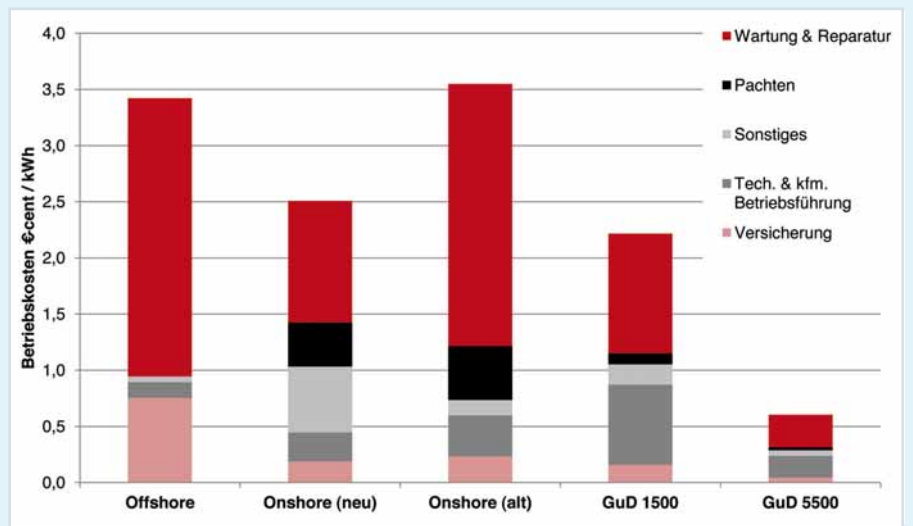


Abb. 2 Vergleich der spezifischen Betriebskosten von Offshore-/Onshore-Wind- und GuD-Kraftwerken in Bezug auf die erzeugte Strommenge

3,4 ct/kWh, wenn eine Auslastung von ca. 4 400 Volllaststunden unterstellt wird. Da die Onshore-Anlagen wesentlich geringere Auslastungen erreichen, sind die spezifischen Kosten z. T. höher. Dabei wird bei den neueren Anlagen etwa 1 700 h/a und bei den älteren WEA 1 150 h/a erreicht.

Diese Mittelwerte der betrachteten Anlagen fallen durchaus nicht aus dem Rahmen,

wenn die jährlichen Volllaststunden aller Windparks in Deutschland als Maßstab herangezogen werden: Für 2011 galt ein durchschnittlicher Wert von 1 650 h/a, gegenüber lediglich 1 350 Volllaststunden im Jahr 2010 [3]. Die Zunahme der Wartungskosten mit der Betriebsdauer der Anlagen entspricht Erfahrungen aus anderen Technologien. Bei den älteren Anlagen fällt ins Gewicht, dass sich neben den steigenden

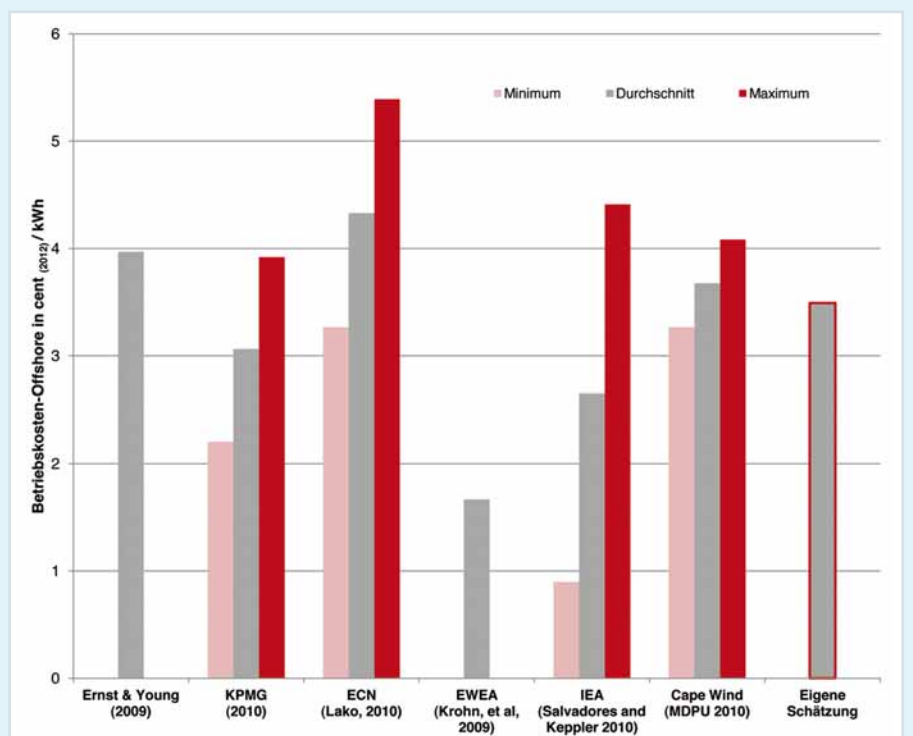


Abb. 3 Vergleich der spezifischen Betriebskosten von Offshore-Windkraftwerken in verschiedenen Studien

Kosten für Reparaturen auch die Ausfälle häufen und die Leistungsfähigkeit durch Alterungsprozesse verringert wird – beides führt zu geringeren Volllaststunden.

Obwohl die Betriebskosten für die betrachteten Offshore-Anlagen zunächst sehr hoch erscheinen, werden sie durch die Ergebnisse anderer Studien bestätigt; die Werte liegen im oberen mittleren Bereich dieser Untersuchungen (Abb. 3). Zu beachten ist allerdings die große Streuung der Ergebnisse. So wurden unterschiedliche technische Konstellationen untersucht sowie verschiedene Wassertiefen und Entfernungen von der Küste unterstellt. Da die Höhe der Wartungskosten für Offshore-Windkraftanlagen früh als Problem erkannt wurde, werden entsprechende Studien und Konzepte entwickelt. So hat die Offshore-Windkraft die Chance, die Kosten bezüglich Wartung und Reparatur von Anfang an besser zu kontrollieren, indem sie

- eine hohe Qualität [4] relevanter Bauteile schon bei der Herstellung sicherstellt,
- für eine zustandsbasierte Wartung ein modernes und umfangreiches CMS (Condition Monitoring System) einsetzt,
- durch Verwendung von Gleichteilen (neben der Kostensenkung) die Verfügbarkeit erhöht,
- die Wartungsfreundlichkeit der Bauteile generell an die Offshore-Verhältnisse anpasst und
- den Größenvorteil der Offshore-Windparks bei der Betriebsführung nutzt.

Die Verhältnisse bei konventionellen Kraftwerken erscheinen zunächst ganz anders gelagert: Ein modernes neues GuD z. B. weist zwar pro installiertem MW Betriebskosten zwischen 30 000 und 40 000 € auf. Diese machen sich jedoch als spezifische Kosten von nur etwas über 0,5 ct/kWh bemerkbar, sofern eine – im Vergleich zu Wind viel höhere – Auslastung von 5 500 Volllaststunden unterstellt wird.

Falls jedoch das GuD-Kraftwerk aufgrund der zusätzlich aufzubringenden Brennstoffkosten (Gas und CO<sub>2</sub>) an nur wenigen Stunden im Jahr einen positiven Deckungsbeitrag erzielen kann – wie es derzeit zunehmend der Fall ist –, steigen die Betriebskosten je kWh in eine vergleichbare Größenordnung wie bei Wind.

Die spezifischen Kosten lassen sich direkt als Marge interpretieren, die am Strommarkt nach Abzug der Brennstoffkosten verdient werden muss. Bei 1 500 Volllaststunden im Jahr liegen sie etwa 12 % unter jenen moderner Windmühlen mittlerer Auslastung, was verdeutlicht, warum heute diskutiert wird, moderne GuD-Anlagen bei geringer werdender Einsatzdauer wegen mangelnder Fixkostendeckung stillzulegen.

## Abhängigkeit der Erlöse von den Betriebskosten

Die Bedeutung der Betriebskosten für die Windenergie lässt sich am besten dann erkennen, wenn sie in Relation zu den möglichen Erlösen betrachtet werden: Offshore werden bis zu 19 ct/kWh vergütet, bei Onshore-Wind können im Mittel (sowohl bei alt wie neu) etwa 9 ct/kWh angesetzt werden, wobei insbesondere bei neueren Windenergieanlagen die Vergütungen aufgrund früherer Änderungen des EEG und damit auch der Systemdienstleistungs(SDL)-Bonirecht unterschiedlich sein können (8,7 bis 9,7 ct/kWh, bzw. nach dem Auslaufen des SDL-Bonus bis ca. 8 ct/kWh). Damit machen die Betriebskosten bei Offshore-Windkraftanlagen ca. 18 %, bei neueren Onshore-Anlagen etwa 28 % und bei älteren etwa 39 % der Erlöse aus.

Dieser hohe Prozentsatz bei den älteren Onshore-WEA unterstreicht deren ernste Lage: Die Betriebskosten steigen über die Zeit, die Ausfälle häufen sich, und zugleich lassen die Alterungseffekte die Leistungsfähigkeit sinken, die z. T. schon bei Inbetriebnahme nicht optimal war, wenn die Auslegung der Windkraftanlagen an windschwache Standorte angepasst wurde [5]. Wenn darüber hinaus auch noch das Winddargebot zu hoch eingeschätzt wurde, ist die Wirtschaftlichkeit noch stärker gefährdet.

Natürlich können sowohl einzelne Jahre als auch einzelne Windparks von diesen Werten abweichen. So können Onshore-Windparks an guten Standorten mit moderner Technik eine sehr gute Performance zeigen, während windschwächere Standorte weder Auslegungsfehler noch Qualitätsmängel verzeihen.

## Kontrolle der Betriebskosten durch risikobasierte Instandhaltungsstrategie

Viele Verträge (Wartungs-, Betriebsführungs- und Pachtverträge) im Rahmen von Windenergieprojekten weisen bereits Elemente der Risikoteilung auf, indem die Entgelthöhe bspw. von der Produktion oder von der erzielten Einspeisevergütung abhängig gemacht wird. Dies erscheint fair, muss aber angesichts möglicher weiterer Regelungen relativiert werden.

Die meisten Verträge enthalten sog. Mindest- oder Fixbeträge, die unabhängig von der tatsächlichen Ertragslage gezahlt werden müssen. Diese Mindestbeträge werden gewöhnlich schon in der Projektentwicklungsphase festgelegt, um den Beteiligten einen Anreiz zu geben, dieses Projekt mitzuerfolgen, da es ihnen Sicherheit durch garantierte Einnahmen verschafft. Zu diesem Zeitpunkt sind jedoch die Leistungsdaten des Windparks nicht gesichert und das Risiko trägt (nahezu) allein der Investor. Er hat das Nachsehen, wenn die Mindestbeträge auf Basis prognostizierter Winderträge ermittelt wurden, diese sich dann aber nicht bestätigen.

Die Wirtschaftlichkeit von Windparks ändert sich jedoch mit der Zeit nicht nur durch Alterung und Zunahme von Ausfällen und Kosten. Zusätzlich müssen die bereits erwähnte mögliche Änderung des Vergütungsregimes und der vertraglichen Verhältnisse in Betracht gezogen werden, wie Abb. 4 für die Situation Offshore verdeutlicht.

Bezüglich des Schadensbildes verhält sich eine Windturbine wie jede andere technische Anlage auch: Am Anfang treten Fehler bedingt durch Mängel bei Herstellung und Installation auf. Sind diese beseitigt, wird eine Zeit mit recht konstanten Ausfällen auf niedrigem Niveau erreicht, bis schließlich die Alterung und das Laufzeitende einzelner Komponenten für erhöhte Ausfälle sorgen. Daraus ergibt sich die sog. „Badewannenkurve“.

Die Auswirkungen im Hinblick auf Schadensbeseitigung und Ertragsausfall fallen bei den Beteiligten unterschiedlich aus. So sind zunächst Mängel, Ausfälle und Schäden in der Garantieperiode durch den Her-

steller gedeckt. Danach kann für einige Zeit der langfristige Instandhaltungsvertrag [6], der Inspektion, Wartung und Instandsetzung beinhaltet, dem Eigentümer einige Sicherheit bieten, insbesondere dann, wenn Leistungsgarantien (i. d. R. Verfügbarkeit) vertraglich zugesagt sind. Danach kann das Risiko komplett auf den Eigentümer übergehen.

In Abhängigkeit der dann bestehenden Vergütungshöhe muss der Eigentümer eine Neubewertung der Kosten und des Leistungsumfangs (Qualität) der Wartungsverträge vornehmen. Zudem kann u. U. eine Art Generalüberholung aller Anlagen im Windpark vorteilhaft sein, um die Leistungsfähigkeit wieder herzustellen. Solche konzentrierten Maßnahmen können möglicherweise günstiger durchgeführt werden als einzelne unkoordinierte Aktionen; entsprechende Reinvestitionsmaßnahmen bzw. Überholungen sind jedoch sehr selten in den wirtschaftlichen Planungen abgebildet.

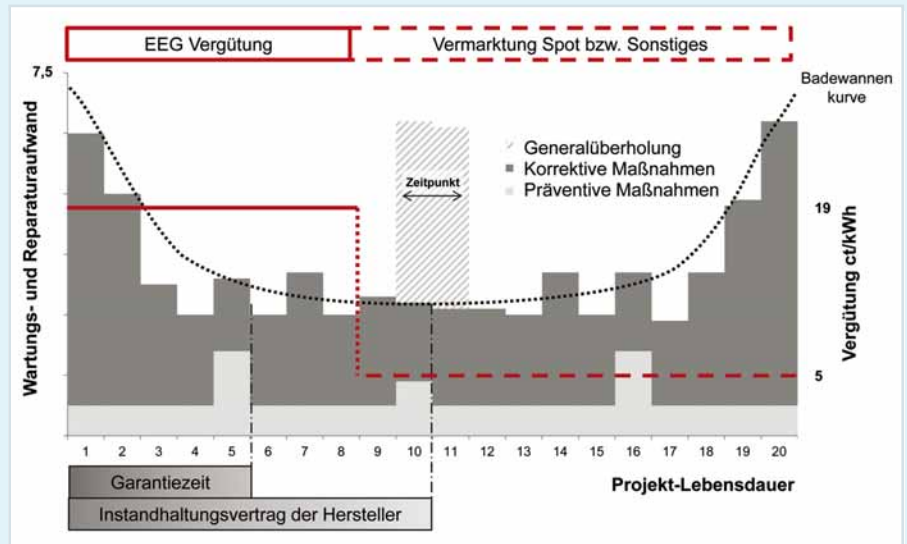


Abb. 4 Einflussfaktoren auf Wartungskosten von Offshore-Windkraftwerken

Instandhaltungs- oder Wartungsverträge können verschiedene Ausprägungen haben: Ein einfacher Wartungsvertrag schreibt regelmäßige Tätigkeiten vor, die vom Dienst-

leister für ein bestimmtes Entgelt abgearbeitet werden. Eine Risikoteilung über seitens des Dienstleisters garantierte Leistungen findet nicht statt; ggf. kann der Dienstleister

zu einer besseren Erfüllung angereizt werden, indem Boni gewährt werden.

Eine Stufe weiter geht der mittlerweile übliche Voll-Instandhaltungsvertrag der Hersteller, der ab Inbetriebnahme mehrere Jahre läuft, eine technische Verfügbarkeit der Anlagen garantiert und so dem Eigentümer der Anlagen entgegenkommt. Die technische Verfügbarkeit lässt sich zwar leicht messen und ist daher ein einfach zu handhabender Vertragsparameter. Sie ist jedoch nur aus der Perspektive des Dienstleisters, keineswegs aber aus der Perspektive des Eigentümers zufriedenstellend.

So können Anlagen, die eine hohe technische Verfügbarkeit aufweisen, dennoch zu wenig Strom in das Netz einspeisen. Neben Ausfällen anderer Bestandteile des Windparks (wie der Umspannstation) und Netzrestriktionen (wenn kein Strom eingespeist werden kann) sind es vor allem die Alterungseffekte und Ausschlüsse in den Verträgen, mit denen eine hohe rechnerische Verfügbarkeit ermittelt wird, obwohl weniger Energie erzeugt werden konnte bzw. eingespeist worden ist. Die konsequente Weiterentwicklung dieser Verträge besteht darin, statt der technischen oder Zeitverfügbarkeit die energetische Verfügbarkeit zum Vertragsbestandteil zu machen und die Ausschlüsse zu minimieren. Wird diese vom Hersteller bzw. Dienstleister garantiert, dann sind die Anreize zur Erfüllung des Wartungsvertrags und die Interessen des Eigentümers wesentlich besser im Einklang.

Wie Abb. 4 aber andeutet, muss dies in Zukunft nicht unbedingt ausreichend sein, insbesondere dann, wenn der durch die Windkraftanlagen erzeugte Strom direkt vermarktet wird. Neben der eingespeisten Menge spielt dann vor allem der – variierende – Preis der eingespeisten Strommenge eine Rolle. Eine zukünftige Wartungs- und Instandhaltungsstrategie muss darauf abzielen, Wartung und ggf. Reparaturen nach Möglichkeit in die Zeiten zu verlegen, in denen das Produkt aus eingespeister Energie

und sein jeweiliger Preis – also der Gesamtwert – am geringsten ist.

Umgekehrt, wenn der Wert des eingespeisten Stroms hoch ist, müssen Wartungsmaßnahmen zurückgestellt oder Reparaturen mit besonderen Maßnahmen beschleunigt durchgeführt werden. Dies kann selbst dann wirtschaftlich sein, wenn letztere Maßnahmen teurer sind als Reparaturen nach Standardverfahren. Voraussetzung für diese Art der „risikobasierten“ Wartungsstrategie ist eine sehr gute Kenntnis des jeweils aktuellen Zustands der Anlage mitsamt ihren Fehlern und den Restlebenszeiten der Bauteile, die i. d. R. nur mit einem CMS erlangt werden kann.

## Wirtschaftlichkeit genauer kalkulieren

Bei konventionellen Kraftwerken spielen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit aufgrund von sinkenden Auslastungen die Betriebskosten derzeit eine wichtige Rolle. Bei Windkraftanlagen sind die Wartungskosten von besonderer Bedeutung, da sie der Hauptbestandteil der Betriebskosten sind und damit auf die Profitabilität wie auch den Wert der Anlage besonders stark wirken.

Für das Management bestehender Windparks und beim Einstieg in neue Projekte sind daher folgende Punkte besonders zu beachten:

- Neben den Instandhaltungsverträgen müssen auch die Punkte Versicherung, Betriebsführung und ggf. auch Pachten regelmäßig betrachtet und neu bewertet werden.
- Die Wartungskosten sind über die Projektlaufzeit nicht konstant – steigende Wartungskosten sind die Regel und sollten daher auch so im Plan berücksichtigt werden. Dies kann sich im Kaufpreis oder bei einer Neubewertung negativ niederschlagen.
- Darüber hinaus sollten für verschiedene Projektsituationen unterschiedliche optimale Wartungsstrategien entwickelt und ggf. in den Verträgen abgebildet werden.

■ Die Wartungs- und Serviceverträge sollten allgemein eine wirkliche Risikoteilung vorsehen: Die Basis der Teilhabe am Erfolg des Windparks durch die Servicepartner sollte dessen tatsächliche Wirtschaftlichkeit sein und damit die richtigen Anreize zur Vertragserfüllung schaffen. So wird das Interesse des Eigentümers gewahrt.

■ Wenn die Verträge Mindestbeträge zur Absicherung des Dienstleisters oder Verpächters vorsehen, dann sollte sich die jeweilige Höhe an realistischen Produktions- bzw. Vergütungshöhen orientieren; idealerweise sollten die endgültigen Beträge erst nach einer bestimmten Betriebszeit festgelegt werden. So können Chancen und Risiken gleichmäßiger auf die Partner verteilt werden.

## Anmerkungen

[1] „On the basis of an exhaustive industry survey, Wind Energy Update finds that wind farm return on investment is around -21 percent...“ In WindEnergyUpdate.com: „Wind farm O&M: Best practice on cost containment elusive“, Jon Harman, Dezember 2011.

[2] Wartungs-, Instandhaltungs- (Instandsetzungs-) und Reparaturkosten, sowie Kosten für Ersatzteilhaltung, Werkzeuge und Ausrüstung müssen dabei als Gesamtes betrachtet werden.

[3] Quelle: BWE-Meldung in neue energie 1/2013, vgl. auch „et“-Redaktion: „Der Unterschied zwischen Kapazität und Erzeugung“, in: „et“, 62. Jg. (2012) Heft 7, S. 25.

[4] Vgl. SSB Wind Systems: „Die wettbewerbsfähige Energieerzeugung im Blick“, in: Energiespektrum 9/2012.

[5] Seit gut fünf Jahren werden für windschwache Standorte optimierte Windanlagen entwickelt und gebaut; neben verbesserten Profilen waren es vor allem Steigerungen im Verhältnis Rotorfläche/Leistung und Nabenhöhe, die die Auslastung verbessert haben.

[6] Auch bekannt unter „Long Term Service Agreement“, „Service and Availability Agreement“ oder „Partnerkonzept“.

*Dr. P. Svoboda, Projektmanager im Team Großkraftwerke & Speicher, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen*  
[petr.svoboda@bet-aachen.de](mailto:petr.svoboda@bet-aachen.de)