

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im März 2012

## Wie der Windindex die Rendite von Windprojekten beeinflusst

**Die im Dezember 2011 veröffentlichte Korrektur des IWET-Windindex erfordert eine Neubewertung von Windenergieprojekten in Deutschland – im Regelfall bedeutet dies eine Korrektur hin zu niedrigeren Ertragswerten! Was ist der Hintergrund und welche Konsequenzen sind zu erwarten? Damit beschäftigt sich dieser von anemos und enervis gemeinsam verfasste Artikel.**

### **Bedeutung des Windindex für die langfristige Ertragsabschätzung von Windparks**

Die Abschätzung der zu erwartenden langjährigen mittleren Erträge von Windenergieanlagen (WEA) in Wind- oder Ertragsgutachten erfordert die Überprüfung der Berechnungsergebnisse durch den Vergleich mit tatsächlichen Ertragsdaten von WEA, die dem zu beurteilenden Standort benachbart sind (Vergleichs-WEA). Häufig sind die Ertragsdaten der Vergleichs-WEA nur für wenige Jahre (oder sogar nur wenige Monate) verfügbar, so dass sie in Relation zu einem Referenzzeitraum gesetzt werden müssen, der die langjährigen mittleren Windverhältnisse repräsentiert (dem sogenannten 100%-Referenzzeitraum). Grund hierfür sind die natürlichen zeitlichen Schwankungen des Windpotenzials (Volatilität des Windes).

In Deutschland sehr populär ist der Windindex der Betreiber-Datenbasis (BDB-Index oder IWET Index genannt), der ein monatlicher Ertragsindex ist und auf Erträgen von bestehenden WEA beruht, welche freiwillig jeden Monat von deren Betreibern gemeldet werden. Der daraus abgeleitete Index gibt für 25 Regionen in Deutschland das monatliche Energieertragsniveau im Verhältnis zu einem Referenzzeitraum an.

Ein einfaches hypothetisches Beispiel zeigt die Anwendung und Auswirkung des Index: der reale Ertrag einer Vergleichs-WEA in einem Betriebszeitraum sei 2.000 MWh/a. Der Ertragsindex für den Betriebszeitraum sei mit 80% [110%] angegeben. Dann wird das berechnete Windpotenzial durch die Indexkorrektur auf einen Wert von 2.500 MWh/a [1.818 MWh/a] angepasst. Ein möglicherweise falscher Indexwert geht demnach in derselben prozentualen Größenordnung wie der Indexfehler in die Ertragsberechnung des zu beurteilenden Standorts ein.

Das 100%-Referenzniveau eines Ertragsindex wirkt sich daher unmittelbar auf die Ertragsprognosen und damit auf die Finanzierung von Windenergieprojekten aus. Einen absolut „wahren“ Referenzzeitraum gibt es nicht. Die WMO (World Meteorological Organization) definiert einen 30-jährigen Zeitraum als klimatologisch stabil. Die Betriebsdauer von WEA liegt bei etwa 20 Jahren. Im Bereich von wenigen Dekaden sollte demnach auch der Referenzzeitraum für einen Ertragsindex liegen. Die Datenbasis für einen Index sollte jedoch möglichst konsistent für den Referenzzeitraum vorliegen. Im Einzelfall mag also auch ein kürzerer Zeitraum akzeptabel sein. Allerdings muss dann die Volatilität dieses kürzeren Zeitraumes bei der Unsicherheitsbetrachtung Berücksichtigung finden.

### **Zu hohe Ertragserwartungen oder zu wenig Wind? – Überarbeitung des IWET Index 2006 zum IWET Index 2011**

Die Erträge von WEA blieben in den letzten Jahren deutlich hinter den Erwartungen zurück. Insbesondere die Jahre 2009 und 2010 wiesen ein unterdurchschnittliches Windpotenzial auf. Es stellt sich daher die Frage, ob das Windangebot in Deutschland generell abnimmt oder aber die Erwartungshaltung un-

realistisch war. Die Antwort ist nicht einfach, da der Wind wegen der Vielzahl von komplexen Klimafaktoren erheblichen Schwankungen von Monat zu Monat und von Jahr zu Jahr unterliegt, so dass selbst langjährige Mittelwerte der Windverhältnisse Schwankungen unterliegen.

Das 100%-Referenzniveau des BDB-Index wurde lange Zeit als Erwartungswert akzeptiert, wenngleich die Diskussion darum seit einigen Jahren geführt wird (Geyer et al. 2010, Geyer und Mengelkamp 2011) und Ende 2010 der Windgutachter-Beirat des Bundesverbandes Windenergie (BWE) einen Arbeitskreis zu diesem Thema eingerichtet hat.

Seit Dezember 1994 veröffentlicht die Betreiber-Datenbasis regionale Indizes auf der Grundlage von gemeldeten WEA-Monatsserträgen. Im Jahre 2000 wurde eine Neuaufteilung der Regionen von 13 auf 25 Regionen in Deutschland vorgenommen. Als Referenzzeitraum dieser Version IWET-V99 wurde der elfjährige Zeitraum 1989 – 1999 angenommen. In 2003 wurde der Referenzzeitraum für die Version IWET-V03 auf die Jahre 1989 – 2002 verlängert. Mit der Version IWET-V06 wurde im Jahre 2006 der Referenzzeitraum auf Basis sogenannter Reanaly-sedaten (Erläuterung auf [www.anemos.de](http://www.anemos.de)) auf den 30-jährigen Zeitraum 1975 – 2004 ausgedehnt. Diese Version wurde bis zum Ende des Jahres 2011 veröffentlicht. Folgt man der Version IWET-V06, so hat das Windpotenzial in Deutschland in den letzten 10 Jahren (mit einer Ausnahme in 2007) deutlich unterhalb des 100%-Niveaus gelegen (vgl. Abbildung 1).

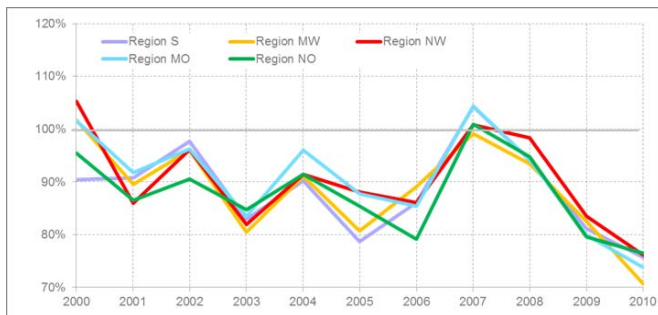


Abbildung 1: Verlauf des IWET Index-V06 seit 2000. Zur besseren Übersicht wurden die 25 IWET Regionen zu 5 Regionen zusammengefasst.

Die Zusammenfassung zu fünf Regionen wird in Abbildung 2 deutlich.



Abb. 2: Zusammenfassung der 25 Regionen des IWET/BDB-Index

Auch bei Annahme größerer natürlicher Schwankungen des Windpotenzials über längere Zeiträume erscheint es unwahrscheinlich und für einen Investor schwer verständlich, dass Windkraftanlagen bei einer 10-jährigen Betriebsdauer in keinem Jahr den erwarteten Jahresertrag erreichen.

Diskussionen im Arbeitskreis „Langzeitbezug“ im BWE haben letztendlich dazu geführt, dass die Herausgeber der Betreiber-Datenbasis im Dezember 2011 die neue Version IWET-V11 veröffentlicht haben. Die quantitativen Änderungen im Vergleich zur Version IWET-V06 sind in Abbildung 3 für die 25 IWET Regionen dargestellt.

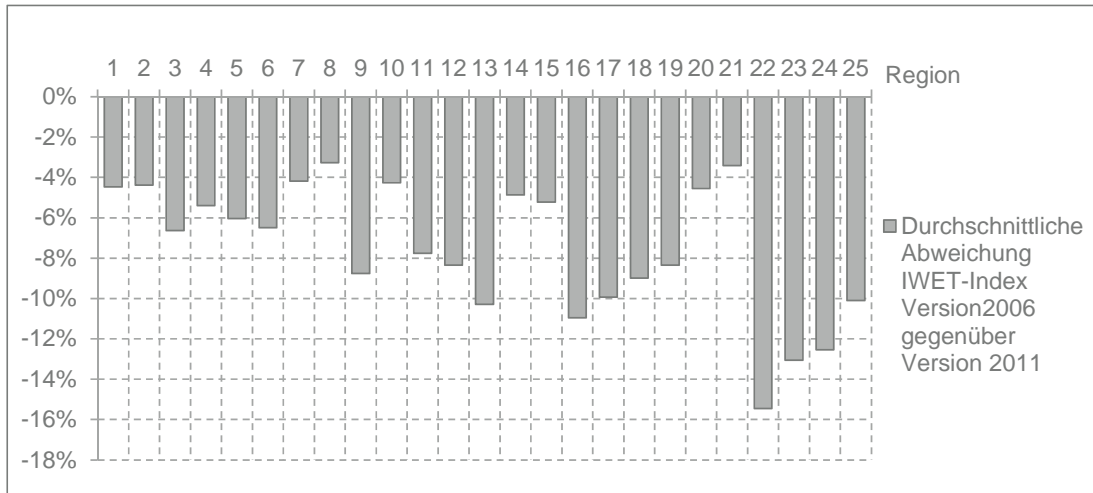


Abbildung 3: Mittlere Differenz zwischen IWET-V11 und IWET-V06 für die 25 IWET-Regionen

Die geringste Änderung erfahren die Regionen 8 und 21 mit 3,3% bzw. 3,4% während die Regionen 22 und 23 mit 15,4% und 13,1% die höchste Änderung aufweisen. Abbildung 4 zeigt vereinfacht die Änderungen in den jeweiligen Regionen in einer Übersicht.

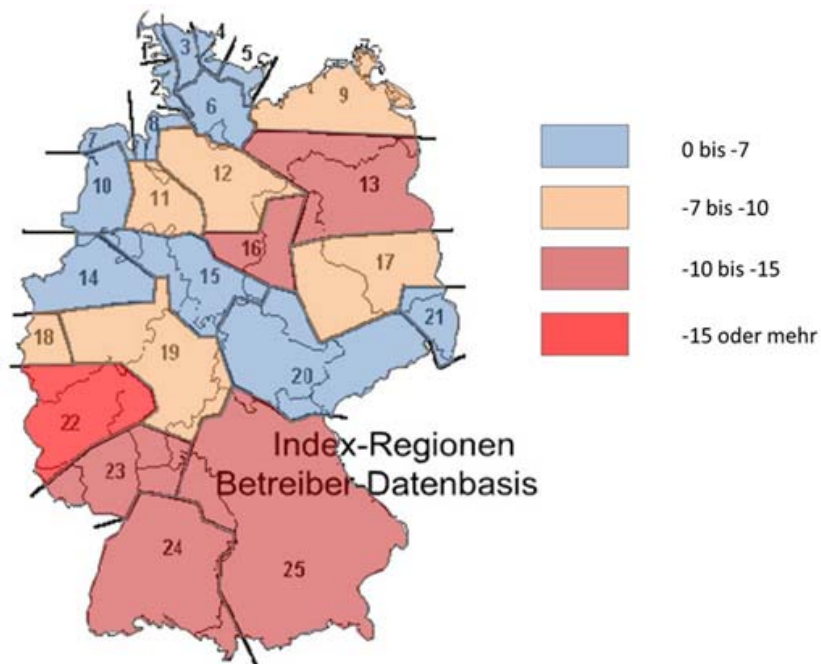


Abbildung 4: Indexregionen und regionale Änderungen durch IWET-V11 zu IWET-V06

Der Mittelwert des Index für den Zeitraum 1999 bis 2010 ist für alle Regionen und für die Versionen IWET-V06 und IWET-V11 in Abbildung 5 dargestellt.

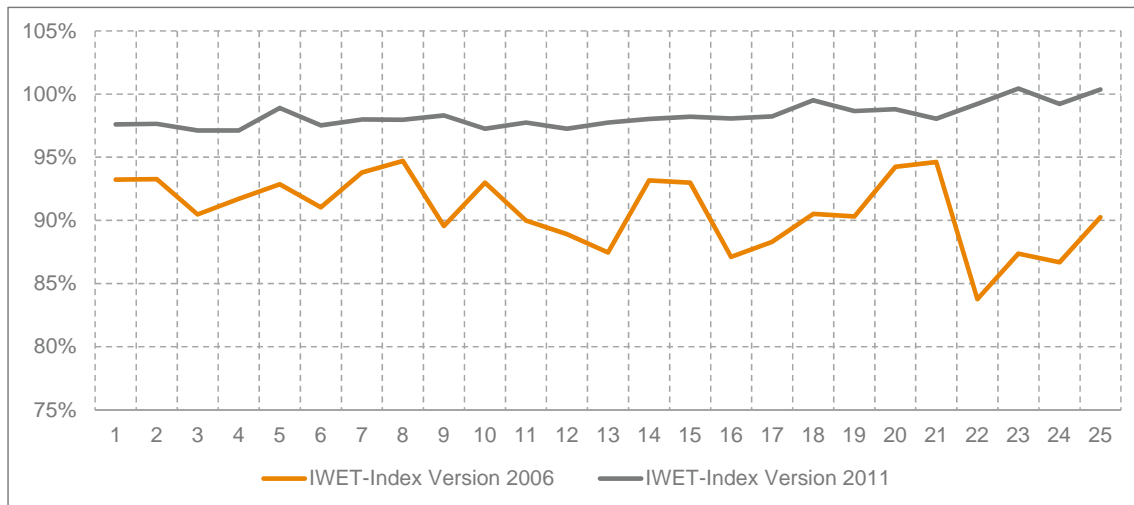


Abbildung 5: Mittlerer IWET Index für den Zeitraum 1999 bis 2010 für die Versionen V06 und V11 für die 25 IWET-Regionen

Während in der Version IWET-V06 in keiner Region das 95%-Niveau überschritten wird, weist die Version IWET-V11 im 11-jährigen Zeitraum zwischen 98% und 100% aus. Das bedeutet: die Erträge von WEA im Mittel der letzten 11 Jahre entsprechen etwa dem zu erwartenden 100%-Langzeitwert und sind durchaus nicht als unterdurchschnittlich zu bewerten. Die Jahre 2009 und 2010 sind weiterhin als extrem schlechte Windjahre zu bezeichnen, allerdings sind sie mit einem Mittelwert von 91% bzw. 84% deutlich weniger dramatisch als es der IWET-V06 nach Abbildung 5 vermuten lässt. Das zu niedrig angesetzte Referenzniveau der IWET Version V06 hat demnach eine zu hohe Erwartungshaltung für langfristig zu erzielende Erträge bewirkt.

### Konsequenzen – Umgang mit dem IWET Index in Windgutachten

Schon seit einigen Jahren wird vermutet, dass viele Windparkprojekte die Ertragserwartungen nicht werden erfüllen können. Mit Recht wurde die Ursache in dem zu hoch angesetzten 100%-Referenzniveau des IWET Index gesehen, auf dem nahezu alle Ertragsgutachten beruhen. Auch wenn die Windgutachter die Diskussion frühzeitig aufgenommen haben, taten sie sich schwer mit einer Abkehr vom IWET Index. Es bestand hier ein Interessenkonflikt zwischen dem Wunsch, es den Projektentwicklern (den überwiegenden Auftraggebern), die eher an hohen Erträgen

interessiert waren, recht zu machen und ihrem Anspruch an Unabhängigkeit. Wenige Gutachter haben noch bis in jüngster Zeit auf die alleinige Verwendung des IWET Index in der Version V06 gesetzt. Der überwiegende Teil hat auf Basis von eigenen Untersuchungen eine sogenannte „hausinterne“ Korrektur des IWET Index durchgeführt, die jedoch oftmals nicht nachvollziehbar und wenig detailliert beschrieben ist. Einzelne Gutachter haben einen eigenen Index berechnet und diesen allein oder in Gewichtung mit dem IWET Index verwendet.

Die Änderungen der IWET-Version V06 zur Version V11 sind in großen Teilen Deutschlands (siehe Abbildung 4) so erheblich, dass eine Korrektur der auf dem IWET Index basierenden Ertragsgutachten unumgänglich erscheint, die je nach Region und Gutachterbüro allerdings recht unterschiedlich ausfallen dürfte. In jedem Fall werden die Ertragserwartungen geringer anzusetzen sein.

In der letzten Fassung der Technischen Richtlinie TR 6 der Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e.V., die das Vorgehen und die Dokumentation in Ertragsgutachten beschreibt, wird die Prüfung des verwendeten Index und/oder die Anwendung eines zweiten unabhängigen Index zwingend gefordert. Die alleinige Anwendung des IWET Index auch in der Version V11 ist nicht ausreichend.

Diese Anforderung erscheint sinnvoll, da die generellen Unzulänglichkeiten des IWET Index auch in der





neuen Version nicht behoben sind. Dies sind die geringe Datendichte und räumliche Auflösung insbesondere in Süddeutschland sowie die Nichtberücksichtigung besonderer Betriebsmodi der einbezogenen WEA, wie schallreduzierter Modus, Abschaltzeiten wegen besonderer Auflagen (Vogelflug, Fledermäuse usw.) oder eine Ertragsreduzierung aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen. Diese besonderen Betriebsmodi werden zunehmen. Solange diese Informationen bei der Berechnung des IWET Index keine Berücksichtigung finden, muss davon ausgegangen werden, dass der Index auch in der neuen Version wieder „wegläuft“, also mit zunehmender Dauer ein geringer werdendes Windpotenzial vortäuscht. Eine Unterschätzung des Windpotenzials führt – aufgrund einer Indexkorrektur zu einem 100%-Niveau bei der Ableitung langfristiger Erträge – direkt zu einer Überschätzung des langjährigen mittleren Windertrages der betroffenen Windkraftanlagen.

### **Anpassung des IWET Index führt zur Abwertung von Windprojekten – Kaufpreise sind neu zu justieren**

Aus der beschriebenen Reduzierung des 100%-Referenzniveaus ergibt sich unmittelbar, dass die langjährige Ertragserwartung für Windprojekte nach unten zu korrigieren ist, je nach Region in unterschiedlichem Ausmaß. Das bedeutet im Klartext: bei unveränderten Annahmen über die Höhe der Investitions- und Betriebskosten, jedoch einer geringeren Ertragserwartung sinkt die Rendite der betroffenen Projekte.

Diese Auswirkungen sind im Markt – aufgrund der erst jüngsten Veröffentlichungen – noch nicht angekommen. Sie betreffen jedoch eine Vielzahl von Projekten:

- **Projekte im Verkaufsprozess:** hier ist aus Investorensicht für den Erhalt einer gleichbleibenden Renditeerwartung eine Reduzierung des Kaufpreises anzustreben – in jedem Fall steht eine Neubewertung der bisherigen Gebotsgrundlagen und des bislang diskutierten Kaufpreises an.
- **Bestandsprojekte:** hier reduziert sich der (Wieder-)Verkaufswert. Projekte sind auf ggf. zu hohe Mindestbeträge bei den laufenden Betriebskos-

ten (z.B. bei Pachten oder Wartungsverträgen) zu überprüfen.

- **Projekte im Planungs- und Entwicklungsprozess:** bei einer Erlösabsenkung ist die Investitions- und Betriebskostenstruktur zu verifizieren. Bei ohnehin ertragsschwachen Standorten kann sogar der Verlust der Attraktivität der geplanten Investition drohen.

Gegenwärtig spüren die Windgutachter als erste die Auswirkungen der Indexkorrektur. Nachbegutachtungen und Stellungnahmen zu bereits erstellten Gutachten sind die Folge. Längere Lieferzeiten müssen zurzeit für Begutachtungen einkalkuliert werden.

Dies sind aber nur die Vorboten der anstehenden Entwicklungen. Die marktrelevanten Auswirkungen zeigen sich bei den wirtschaftlichen Konsequenzen für Windparkprojekte – hier zunächst unmittelbar in den laufenden Verkaufsprozessen.

Verkäufer und Käufer kalkulieren den Wert eines Windprojektes in erster Linie auf Basis einer langjährigen mittleren Ertragserwartung, die den ausschüttbaren Cash Flow des Projektes maßgeblich definiert. Muss diese Ertragserwartung – wie nun insbesondere in den küstenfernen Regionen zu erwarten – deutlich nach unten angepasst werden (vgl. Abb. 3), so wirkt sich das entsprechend deutlich auf den Wert und damit den Kaufpreis der Projekte aus.

Inwieweit die bislang einkalkulierten Margen für schlüsselfertige Projekte eine entsprechende Reduzierung des Kaufpreises oder der Betriebsführungskosten zulassen, wird sich konkret bei den Verkaufsprozessen zeigen. Für Verhandlungs- und Diskussionsbedarf ist jedenfalls gesorgt.

Dabei muss bedacht werden, dass auf Seiten der Verkäufer der Wert einzelner Projekte auf Basis einer (höheren) Ertragserwartung kalkuliert wurde und der Spielraum für Preisreduzierungen durchaus eng sein kann. Dies trifft mit Sicherheit dann zu, wenn Projekte bereits einige Eigentümerwechsel in der unter Umständen noch kurzen Projekthistorie hinter sich haben und Margen dadurch bereits weitgehend abgeschöpft wurden.

Abbildung 6 zeigt die Auswirkungen auf die Rendite bzw. die anzustrebende Kaufpreisreduzierung im Falle einer Korrektur der langfristigen mittleren Er-

tragserwartung an einem Beispielprojekt. Ausgangspunkt bildet hier ein Windpark mit einer beispielhaften Gesamtinvestition von ca. 16 Mio. € als Referenzwert für eine Kaufpreisableitung. Die obere Kurve zeigt die mögliche Projektrendite (hier in Form der Eigenkapitalrendite nach Gewerbesteuern) in Abhängigkeit der Investitionskosten (x-Achse), aber bei gleicher langjähriger mittlerer Ertragserwartung. Wird die Ertragserwartung nun vor dem Hintergrund der Reduzierung des 100%-Referenzertrages nach unten korrigiert, so reduziert sich auch die Rendite des Projekts. Die mittlere Renditekurve zeigt dies für eine Ertragsminderung von 8%, die untere für 15% weniger Ertrag bei ansonsten gleichen Kostenparametern. Die Rendite mindert sich um ca. 3%-Punkte respektive 6%-Punkte deutlich. Will man diesen Verlust kompensieren, so muss sich die Gesamtinvestition im besseren Fall um 10% reduzieren. Im schlechteren Fall müsste die Gesamtinvestition sogar um ca. 20% abgesenkt werden, eine Absenkung die in Abbildung 6 nicht mehr darstellbar wäre.

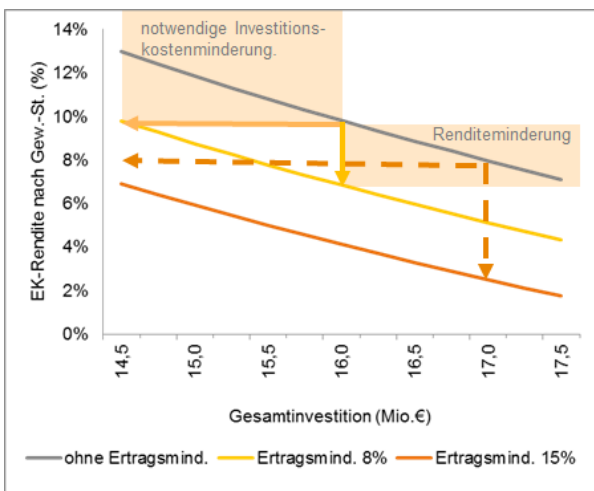


Abbildung 6: Auswirkungen der Ertragskorrektur auf die Renditeerwartung resp. Investition / Kaufpreis eines Projektes

Soll an dem Projekt im Falle der beispielhaften Ertragsminderungen festgehalten werden, so muss über erhebliche Kostenreduzierungen verhandelt werden oder es sind deutliche Abschläge auf die ursprüngliche Renditeerwartung zu akzeptieren.

## Die Höhe der fixen Betriebskosten bekommt eine stärkere Bedeutung

Neben dem – wesentlich bedeutenderen – Faktor „Kaufpreis“ geraten die Betriebskosten und insbesondere die Mindestbeträge in den erweiterten Fokus der wirtschaftlichen Neubewertung, die vor allem in Wartungs-, Pacht- und Betriebsführungsverträgen anzutreffen sind.

Zu hohe fixe Betriebskosten aufgrund von Mindestzahlungen „atmen“ nicht mit dem Ertrag – bei Reduzierung der mittleren Ertragserwartung wird die wirtschaftliche Situation so zusätzlich verschlechtert, da die Betriebskosten nicht im gleichen Maße wie die Einspeiseerlöse sinken.

Abbildung 7 zeigt für ein Windparkprojekt mit einer ursprünglichen Ertragserwartung von 2.250 Volllaststunden den Einfluss von fixen Betriebskosten (Mindestbeträge) auf die Rendite. Dargestellt ist die Rendite des Windparks einmal für einen Vollwartungsvertrag mit einem hohen fixen Mindestbetrag und für einen Vollwartungsvertrag mit „atmenden“ Betriebskosten. Der Vorteil einer flexiblen Vertragsgestaltung zeigt sich bei Absenkung der ursprünglichen Ertragserwartung deutlich. Zu hohe fixe Mindestbeträge bei Pachtverträgen können diesen Effekt noch verstärken.

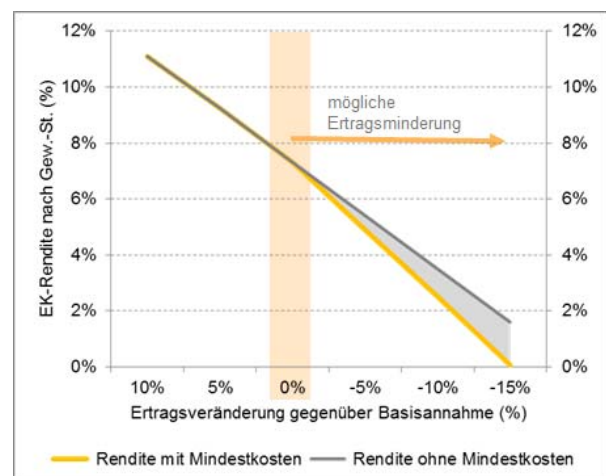


Abbildung 7: Auswirkung von fixen Betriebskosten (Mindestbeträge) auf die Rendite

Bei Ertragsreduktionen an guten Standorten ist dieser Punkt weniger entscheidend. Für ohnehin ertragsärmere Standorte wird eine flexible Kosten-



struktur mit möglichst geringen Mindestbeträgen für die Bewertung von Projekten jedoch bedeutend, gerade in Kombination mit der Korrektur der Ertragserwartung. Erfahrungsgemäß liegt eine kritische Schwelle hier bei Standorten mit Netto-Volllaststunden unterhalb von 2.000 h/a.

Daher betrifft dieser Aspekt eher die ertragsärmeren süddeutschen Standorte, die im Zuge der Energiewende aber intensiv und rasch entwickelt werden sollen. Hier lohnt es sich, die zum Teil deutlich unterschiedlichen Mindestbeträge für Vollwartungsverträge der verschiedenen Anlagenlieferanten zu überprüfen. Die Höhe der Mindestbeträge kann dann einen zusätzlichen Einfluss auf die Wahl des Lieferanten haben.

### Fazit – ohne Neubewertung geht es nicht

Das Ausmaß der beschriebenen Entwicklungen wird sich erst in den kommenden Monaten in vollem Umfang zeigen.

Eines ist jedoch bereits heute klar: die Ertragskalkulationen für Projekte – sei es im Rahmen von Verkaufsverfahren oder auch für die laufenden Projektentwicklungen – müssen im Regelfall auf eine neue Basis gestellt werden. Windgutachten, die nur auf dem IWET Index in der Version von 2006 aufbauen oder diese nun veraltete Version mit hoher Gewichtung verwenden, müssen überarbeitet und aktualisiert werden. Dies dürfte die ganz überwiegende Anzahl der Gutachten betreffen, die vor Januar 2012 erarbeitet worden sind. Bei den neu zu erstellenden Gutachten ist darauf zu achten, welche Indizes mit welcher Gewichtung von den Gutachtern verwendet werden.

Insofern dürften gegenwärtig fast alle laufenden Verkaufsprozesse auf dem Prüfstand stehen. Da die Indexkorrektur in den mittleren und südlichen Regionen Deutschlands besonders deutlich ausfällt, sind hier auch die derzeit laufenden neuen Projektentwicklungen (u.a. in Hessen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern) signifikant betroffen. Bei den neuen Projekten ist insbesondere in diesen Regionen auf die Minimalkostenregelungen bei den Vollwartungsverträgen eine besondere Aufmerksamkeit zu legen.

### Quellen

BDB Windindex, Betreiberdatenbasis:

<http://www.btrdb.de>

J. Geyer, H.-T. Mengelkamp, 2011: Fehlendes Windzehntel. Erneuerbare Energien, 3, März 2011, 66-67, (auf [www.anemos.de](http://www.anemos.de) unter „Presse“)

J. Geyer, S. Huneke, H.-T. Mengelkamp, 2010: Wind ist schwer zu fassen, Erneuerbare Energien, 3, März 2010, 46-47, (auf [www.anemos.de](http://www.anemos.de) unter „Presse“)

A. Grötzner, 2008: Was ist eigentlich ein 100%-Jahr?, Erneuerbare Energien, 11, November 2008, 24-26

N. Herrmann, E. Kuhnhenne-Krausmann, 2011: Windkraftprojekte – Worauf kommt es an? (auf [www.enervis.de](http://www.enervis.de) unter Publikationen / Gutachten & Studien)

### Ansprechpartner bei anemos

Herr Dr. Heinz-Theo Mengelkamp	Mengelkamp@anemos.de Tel. 04131 8308-103
--------------------------------	---

### Ansprechpartner bei enervis

Herr Eckhard Kuhnhenne-Krausmann	Eckhard.Kuhnhenne@enervis.de Tel. 030 695 175 16
Herr Dr. Nicolai Herrmann	Nicolai.Herrmann@enervis.de Tel. 030 695 175 34

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH. Es wird keinerlei Gewähr für die Richtigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der hier bereitgestellten Informationen übernommen.