

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Oktober 2011

# Windkraft: Es ist nicht alles Gold was glänzt...

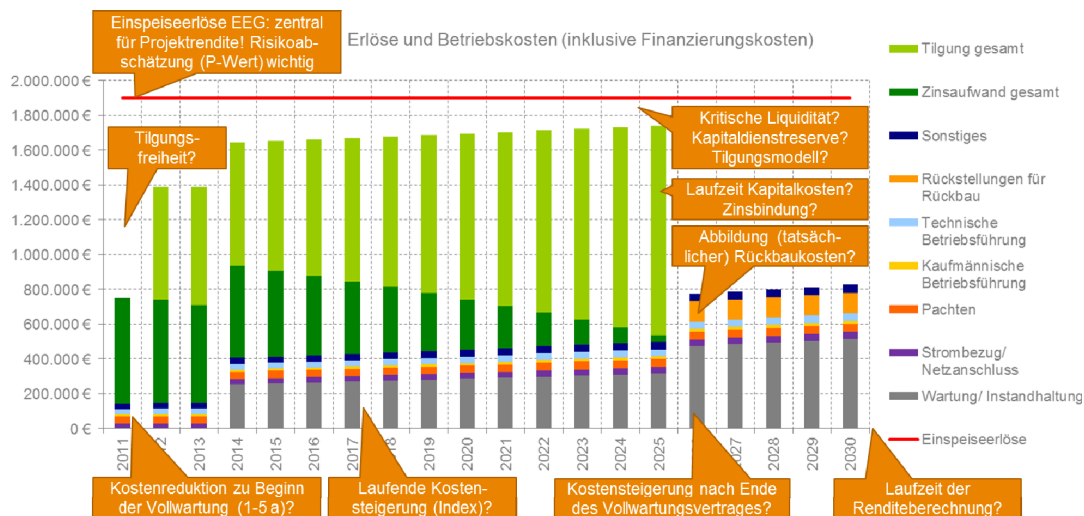
Immer mehr Energieversorger setzen auf die Windenergie als neues Geschäftsfeld und tätigen langfristige Investitionen in Onshore- und Offshore-Projekte. Zusätzlich drängen Investoren in diesen Markt, die hier bisher nicht aktiv waren. Die Nachfrage nach Windprojekten steigt dadurch stetig – bei weiterhin knappem Angebot an neuen Standorten, besonders auf dem Land. Kein Wunder also, dass regelmäßig ein Bieterwettstreit um schlüsselfertige Windenergieprojekte zu beobachten ist. Dabei geht es zentral um die Frage: sind die Annahmen für die Renditeberechnung des Projektes angemessen oder sind sie zu optimistisch und daher risikoreich?

In den Verkaufsverhandlungen spielt der regionale Hintergrund der Kaufinteressenten für den Verkäufer meist keine Rolle, sondern es wird eine Maximierung der erzielbaren Marge angestrebt. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist dies verständlich, tragen doch die Entwickler das Risiko, dass ihre Projekte in der Planungsphase scheitern, keine Genehmigung erlangen, sich verzögern oder in der Errichtungsphase teurer werden könnten.

Die Übernahme dieser Risiken wird beim Projektverkauf vergütet. Jeder potenzielle Investor findet sich daher beim Kauf von Windprojekten in einer Verhandlungssituation mit dem Verkäufer wieder und steht in Konkurrenz zu anderen Investoren. Bei den Verhandlungen geht es dann um die Höhe des angemessenen Kaufpreises.

Dieser wird bestimmt von den erwarteten Erlösen und Kosten und letztendlich der erzielbaren Rendite auf das eingesetzte Kapital. Vor diesem Hintergrund werden von Seiten des Verkäufers häufig bereits in den Angebotsunterlagen, spätestens aber in der Verhandlung, Argumente vorgebracht, warum der Kaufpreis in der geforderten Höhe angemessen ist und/oder warum das Angebot des Kaufinteressenten erhöht werden sollte.

Hierbei ist ein Trend zum „Aufhübschen“ der Projektrendite beobachtbar. Das betrifft insbesondere optimistische Annahmen zum Windertrag und dem erzielbaren Stromerlös, eine unzureichende Berücksichtigung von Kostensteigerungen sowie die Verlängerung der Projektlaufzeiten mit dem Ziel, den erzielbaren Kaufpreis zu steigern. Von Käuferseite müssen diese Annahmen kritisch auf ihre Plausibilität und Eintrittswahrscheinlichkeit überprüft werden.



Was sind nun aber die wesentlichen Punkte, die den Kaufpreis von Windprojekten nach oben oder nach unten verändern? Und wie wirken sie?

Einen ersten Überblick dazu gibt nebenstehende Abbildung 1.

Abb. 1: Kosten- und Erlösverlauf eines Windprojekts mit kritischen Punkten für die Renditerechnung (Beispiel)

## 1. Überschätzung des Windertrages

Der Windertrag ist neben den Investitionskosten der mit Abstand wichtigste Parameter für die Rendite eines Windprojektes. Wird der Windertrag im Rahmen der Investitionsplanung überschätzt, so bewirkt dies in der Realität eine systematische Erlösminde- rung über die gesamte Projektlaufzeit und damit eine niedrigere Projektrendite.

In erster Näherung kann davon ausgegangen wer- den, dass ein um 1% geringerer Windertrag die er- zielbare Eigenkapitalrendite um 5% bis 10% schmä- lert.<sup>1</sup> Höhere Ertragsabschläge zeigen i.d.R. auch eine stärkere Auswirkung auf die Rendite, da in die- sen Fällen fixe Mindestzahlungen (d.h. Zahlungen, die nicht an die tatsächlich eintretenden Einspeise- erlöse gekoppelt sind, wie z.B. Pachten) verstärkt ins Gewicht fallen. Durch die Überschätzung der Winder- träge kann sich so nicht nur eine Renditereduktion, sondern auch ein Liquiditätsproblem einstellen.

Aus diesem Grund ist bei der Projektprüfung darauf zu achten, dass die vom Verkäufer vorgelegten Windgutachten belastbar sind. Sie müssen die Situa- tion am Standort bestmöglich abbilden, u.a. durch den Einbezug bestehender und absehbar geplanter Windanlagen vor Ort sowie die ausreichende Be- rücksichtigung von Berechnungsunsicherheiten.

Ein weiterer Punkt, der zu höheren Unsicherheiten und ggf. zu einer Überschätzung des Windertrags führt, ist eine alleinige oder zu stark gewichtete Ver- wendung des IWET-Index in der Windertragsprognose. Der Index beruht auf von Anlagenbetreibern ge- meldeten Ertragsdaten, die naturgemäß nur für schon existierende Standorte vorliegen.

Insbesondere in den südlichen Bundesländern ist die Datenbasis des IWET-Index damit relativ dünn und weniger aussagekräftig. Das ist insbesondere für die Ertragsprognose von Windenergieanlagen problematisch, die nicht in der Nähe bereits existie- render Standorte liegen.

---

<sup>1</sup> Bei einem Beispielprojekt mit einer hypothetischen Ei- genkapitalrendite (IRR) von 8,0% bedeutet ein um 1% geringerer Windertrag somit eine Reduktion des IRR um rund 0,4- bis 0,8-Prozentpunkte auf dann nur noch 7,6 bis 7,2%. Diese Angaben sind jedoch als Faustzahlen zu verstehen, die keine Allgemeingültigkeit haben. Sie müssen für jedes Projekt einzeln verifiziert werden.

Insbesondere für Binnenlandstandorte wird daher von Windgutachtern empfohlen, das Ertragsgut- achten nicht ausschließlich auf den IWET-Index auf- zusetzen. Es sollten stattdessen regional höher auf- gelöste Langzeitdaten verwendet werden. Auch ein Rückgriff auf andere Windindizes kann sinnvoll sein.

Wird im Windgutachten des zu prüfenden Projektes alleine der IWET-Index verwendet, so ist dies ein erster Hinweis darauf, dass unter Umständen der Windertrag zu optimistisch beurteilt wird. Eine Nach- kalkulation des Windgutachtens mit einer korrigier- ten Datengrundlage ist dann ggf. notwendig. Sie kann eine merkliche Ertragsminderung nach sich ziehen und damit ein zuvor attraktives Projekt un- wirtschaftlich werden lassen. Das macht eine Nach- verhandlung des Kaufpreises und/oder anderer wesentlicher Projektverträge notwendig.

## 2. Zu geringe Ertragsabschläge

Auch die Unterschätzung oder Nichtberücksichtigung von Ertragsabschlägen führt zu einer unrealistischen Renditesteigerung. Neben Nichtverfügbarkeiten und standortabhängigen Netzverlusten ist an einigen Standorten (besonders in höheren Lagen) mit Er- tragsausfällen durch Eisansatz an der Anlage zu rechnen. Diese können je nach Standort 2 - 4% des Jahresertrags ausmachen.

Naturschutzaufgaben, wie die zeitweise Abschaltung der Anlagen zum Fledermausschutz (Sommermona- te) oder während des Kranichzugs (Herbst/Frühjahr), können ebenfalls merkliche Ertragseinbußen bedeu- ten und müssen in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt werden, genauso wie die standort- spezifischen Genehmigungsaufgaben nach BlmschG (Schallemission und Schattenwurf).

## 3. Überbewertung der Erlöspotenziale für Windstrom bei Direktvermarktung

Vermeint wird zudem argumentiert, dass die Erlöse eines Windprojektes mittel- bis langfristig nicht mehr auf den fixen EEG-Tarif beschränkt sein werden, sondern sich durch eine Vermarktung des Wind- stroms am Spotmarkt erhöhen lassen. Hiermit ist nicht die Nutzung des Marktprämienmodells nach EEG 2012 gemeint, sondern die Direktvermarktung ohne weitere Prämien.

Für solche eine „reine“ Direktvermarktung müsste der zu erlösende Strompreis dann jedoch regelmäßig höher liegen, als der EEG-Tarif der Windenergieanlage. Denn nur dann können Mehrerlöse über das EEG hinaus in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingepreist werden.

Aus Sicht des Käufers muss der Ansatz höherer Erlöse jedoch kritisch hinterfragt werden, denn erstens ist die zukünftige Preisentwicklung am Strom-Spotmarkt unsicher und zweitens ist klar, dass der Marktwert von Windstrom systematisch unter dem durchschnittlichen Strompreis am Großhandelsmarkt liegt und auch in Zukunft liegen wird.

Analysen historischer Preisverläufe und der Windenergieeinspeisung zeigen, dass der Ertragswert von Windstrom lediglich rund 90% des jährlichen Basepreises betrug. Für Windprojekte, die heute in Betrieb gehen, ist über die nächsten 20 Jahre daher nicht damit zu rechnen, dass eine reine Spotvermarktung (ohne weitere Anreize wie z.B. durch das Marktprämienmodell) die Wirtschaftlichkeit von neuen Windanlagen gegenüber der EEG-Vergütung (hohe Anfangsvergütung) verbessern wird.

Das Argument, dass sich der Wert eines Windprojektes durch eine später eintretende Strompreisparität wesentlich erhöht, ist daher aus heutiger Sicht im Allgemeinen nicht tragfähig; gegenüber einer (niedrigen) Grundvergütung dürften sich jedoch Verbesserungen einstellen.

#### **4. Nicht-Berücksichtigung von Zusatzkosten und von langfristigen Kostensteigerungen**

Nicht nur die Ertragsseite bietet „Optimierungspotenzial“ für die Projektrendite, auch Kostenelemente, die in der Wirtschaftlichkeitsrechnung unberücksichtigt bleiben, erhöhen die Kapitalverzinsung. Hierbei ist auffällig, dass insbesondere Rückbaukosten oft nicht oder nur in ungenügendem Umfang angesetzt werden.

Rückbaukosten sind meist über Bankbürgschaften gegenüber Grundstückseigentümern und Genehmigungsbehörden abzusichern. Da es sich hierbei jedoch um eine reine Bürgschaft handelt, sind die tatsächlich einmal anfallenden Kosten des Rückbaus der Anlagen dadurch nicht abgedeckt. Sie müssen vom Anlagenbetreiber separat angespart werden. Nach Herstellerangaben liegen die Rückbaukosten für heute gängige Anlagentypen in der Größenordnung von 100.000 bis 150.000 Euro pro

Windenergieanlage (abhängig vom Turmkonzept). Diese Kosten müssen in einer seriösen Wirtschaftlichkeitsrechnung auch angesetzt werden, z.B. als Rückstellungskosten über die letzten fünf Betriebsjahre.

Die angenommene Entwicklung der Betriebskosten über die Projektlaufzeit ist eine weitere zentrale Stellschraube in der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Nahezu alle Verträge zur Wartung und Instandhaltung, die schon zu Beginn mit rund 10-15% der Stromerlöse den größten Teil der laufenden Kosten eines Windprojektes ausmachen, beinhalten eine Klausel zur jährlichen Kostenanpassung.

Hierbei ist entweder eine Orientierung an Indizes für die Lohn- und Materialkostenentwicklung oder eine feste Kostensteigerungsrate (meist 2% pro Jahr) üblich. Letztere Regelung erscheint auf lange Sicht für den Anlagenbetreiber ungünstiger, da sie Kostensteigerungen unabhängig von der tatsächlichen Inflationsentwicklung festlegt. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung müssen alle vertraglich vereinbarten Kostensteigerungen in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt werden. Dies gilt ebenso für die technische und kaufmännische Betriebsführung, Versicherungskosten, Netz- und Infrastrukturkosten, Strombezug und ggf. Pachtkosten.

Eine weitere wesentliche Frage ist, welche Annahmen in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu den Wartungs- und Instandhaltungskosten nach Ablauf der 10- bis 15-jährigen Vollwartungsverträge unterstellt werden müssen. Oftmals wird hier in den Beispielen einfach das Kostenniveau der vorangehenden Jahre fortgeschrieben. Dies ist jedoch auf Basis heutiger Erkenntnisse zu optimistisch.

Der Blick auf die Verlängerungskonditionen von Vollwartungsverträgen von 15 auf 20 Jahre zeigt, dass nach dem fünfzehnten Betriebsjahr mit einer Kostensteigerung um den Faktor 1,5 gerechnet werden muss. Zudem gibt es erhöhte Selbstbehalte für den Austausch von Hauptkomponenten (Generator, Lager, Rotorblätter), die ggf. zusätzliche Reparaturrücklagen erfordern.

Der Anteil der Betriebskosten liegt bei realistischer Betrachtungsweise (d.h. bei Berücksichtigung stetiger Kostensteigerungen und dem Ansatz tatsächlicher Rückbaukosten) zum Ende eines 20-jährigen Betrachtungszeitraums bereits bei rund 40 – 50% der reinen Stromerlöse (vgl. Abb. 1).

Bei längeren Projektlaufzeiten ist mit weiteren Kostensteigerungen zu rechnen.

### 5. Prämienzahlungen in Projektverträgen

Als (indirekte) Kosten müssen auch vertraglich vereinbarte Prämienzahlungen betrachtet werden, die ggf. an Dritte zu leisten sind. Hier ist teilweise zu beobachten, dass für Wartungs- und Instandhaltungsdienstleistungen Erfolgsprämien vereinbart werden. Diese sind kritisch zu hinterfragen, da sie erstens den Erlös mindern und zweitens – je nach Ausgestaltung – ein einseitiges Risiko für den Investor bzw. den Anlagenbetreiber bedeuten.

Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn Mehrertrag in windstarken Jahren über ein Prämienmodell abgeschöpft wird, während das Risiko ertragschwacher Jahre weiterhin beim Anlagenbetreiber liegt. Hier liegt für den Projektkäufer eine ungünstige Risikoverteilung vor, die in der Berechnung der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden sollte.

### 6. Projektlaufzeit und Zeitraum der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Wesentlichen Einfluss auf die Projektrendite und damit letztendlich auf den Kaufpreis hat außerdem der Zeitraum, für welchen die Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt wird. Typische Zeiträume für die Wirtschaftlichkeitsrechnung in Verkaufsprospekten sind 20, 25 oder sogar 30 Jahre.

Klar ist: je länger die Lebensdauer des Projektes bei ansonsten gleichen Projektparametern angesetzt wird, desto höher fällt die zu erzielende Rendite aus. Aufgrund der 20 Jahre und mehr in der Zukunft liegenden Zahlungen ist der positive Renditeeffekt einer „Laufzeitverlängerung“ zwar nicht exorbitant groß, aber doch merklich. Eine Renditesteigerung um ca. 1 - 2 Prozentpunkte bei einer Verlängerung der Projektlaufzeit auf 25 Jahre, bzw. ca. 2 - 3 Prozentpunkte bei einer Verlängerung auf 30 Jahre ist im Vergleich zu einem 20-jährigen Betrachtungszeitraum grundsätzlich darstellbar.

Es ist jedoch keineswegs sicher, dass ein langes „goldenes Ende“ – welches grundsätzlich im Interesse des Verkäufers ist – tatsächlich wie gewünscht eintreten wird. Aus Investorensicht stellt sich hier zuallererst die Frage: was ist die technische Lebensdauer einer Windenergieanlage? Hierauf gibt es leider keine eindeutige Antwort, da die Lebensdauer keine statische Größe ist, sondern von den Belas-

tungen am Standort und der Qualität der Wartung und Instandhaltung beeinflusst wird.

Außerdem fehlt derzeit noch die Langzeiterfahrung. Trotzdem hilft hier ein Blick auf das technische Anlagendesign: die konstruktive Auslegung heutiger Windenergieanlagen und deren Typenprüfung zielen auf einen Betrieb von 20 Jahren ab.

Insofern kann stichhaltig argumentiert werden, dass dies auch den Rahmen der wirtschaftlichen Bewertung bilden sollte. Der Weiterbetrieb eines Windprojektes über 20 Jahre hinaus ist grundsätzlich auch nur dann möglich, wenn die zu Beginn des Projektes vereinbarte Vertragsstruktur (insbesondere für Pachten und Gestattungen sowie Infrastrukturnutzung) lückenlos eine Laufzeit von über 20 Jahren aufweist, oder wenn für alle relevanten Verträge eine Verlängerungsoption besteht. Dann ist jedoch immer noch fraglich, zu welchen Kosten eine Verlängerung erfolgen kann.

Nach spätestens 20 Jahren endet auch die Einspeisevergütung aus dem EEG, die Erlösseite wird dadurch unsicherer und es stellt sich die Frage nach dem danach erzielbaren Erlös für Windstrom (vgl. 3.). Ein Weiterbetrieb nach 20 Jahren – so er denn technisch und vertraglich möglich ist – ist damit nicht immer auch wirtschaftlich. Für die Bestimmung eines angemessenen Kaufpreises sollte daher auf eine Laufzeit von 20 Jahren abgestellt werden.

### Fazit

Naturgemäß haben Käufer und Verkäufer im Verhandlungsprozess gegensätzliche Interessen: das Projekt wird vom Verkäufer im besten Licht präsentiert, während der Käufer nach dem sprichwörtlichen „Haar in der Suppe“ sucht.

Potenzielle Investoren müssen sich dabei bewusst sein, dass sie ein „renditeoptimiertes“ Projekt bewerten, das ggf. mehr Risiken beinhaltet, als die auf den ersten Blick sichtbaren. Diese Risiken gilt es zu finden und einzupreisen.

### 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.