



Wie rentabel sind Windkraftanlagen?

Lohnt es sich finanziell, große Windkraftanlagen zu betreiben? Eine Analyse der anfallenden Kosten, der Erträge und der staatlichen Förderungen gibt Antworten.

In aller Kürze: Jein!

MAURICE FORGENG, TIM SUMPFF

In Deutschland werden derzeit immer mehr große Windparks errichtet. Im vergangenen Jahr konnten die Betreiber rund 1,5 Windkraftanlagen (WKA) pro Tag installieren, bundesweit ragen bereits rund 30.000 Windräder in den Himmel. Die Ausbaupläne sind gewaltig: Nach dem Wunsch der Bundesregierung sollen schnellstmöglich vier bis fünf WKA täglich entstehen.

Bereits ein einzelnes Windrad stellt einen hohen Kostenaufwand dar. So kostet ein Kilowatt installierter Leistung rund 1.600 EUR. Größere Anlagen können etwas günstiger sein, bringen jedoch andere Probleme mit sich.

Die Nabenhöhe einer großen kommunalen Onshore-WKA liegt laut „EnBW“ bei 90 bis 130 Metern, der Rotordurchmesser kann bis zu 90 Meter betragen, sodass die gesamte Anlage vom Boden bis zur Flügelspitze knapp 200 Meter in die Höhe ragt. Ihre Nennleistung beträgt dabei im Regelfall 3 bis 6 Megawatt (MW), Offshore-Anlagen auf dem Meer leisten bis zu 15 MW. Das derzeit größte Windrad der Welt ist laut „Agrarheute“ der Prototyp von Siemens Gamesa in Dänemark. Allein sein Rotordurchmesser kann laut NDR bis 236 Meter betragen.

Jedoch sind auch die „kleineren“ Windräder mit gewaltigen Kosten verbunden, denn neben der eigentlichen

Errichtung fallen Wartungs- und Betriebskosten an, ebenso Pachtgebühren sowie gegebenenfalls weitere Gutachten und Genehmigungen.

Dem gegenüber steht der Stromertrag – und nicht selten staatliche Zuschüsse, ohne die sich die Anlagen mitunter erst nach 40 Jahren amortisieren. Sofern sie denn solange halten. In der Vergangenheit wurden alte Windkraftanlagen bereits nach 20 Jahren und dem Auslaufen der Förderungen nicht selten abgebaut, da ihr Weiterbetrieb schlicht zu teuer war.

Investitionskosten in Millionenhöhe

Eine große Onshore-Anlage erreicht reine Investitionskosten von bis zu 1,5 Millionen Euro, wie „Kostencheck“ informiert. Darin enthalten ist nicht nur das nach der Installation sichtbare Windrad, auch das Tausende Tonnen schwere Stahlbetonfundament ist zu berücksichtigen.

Dr. Christoph Canne, Pressesprecher der Bundesinitiative Vernunftkraft, bestätigt diesen Preisbereich auf Anfrage der Epoch Times – zumindest für 1-MW-Anlagen. „Durch den steilen Anstieg der Rohstoffpreise sind die Investitionskosten in den vergangenen zwei Jahren um 38 Prozent gestiegen und liegen inzwischen bei 1,18 Millionen US-Dollar [1,1 Millionen Euro] pro MW.“ Heutige WKA haben in der Regel eine Nennleistung zwischen 3 und 6 MW. „Alles darunter wäre für einen

Steigende Strompreise erhöhen den Jahresertrag, während niedrige Strompreise durch die Steuerzahler ausgeglichen werden.

Betrieb gerade in mittel- oder süddeutschen Schwachwindzonen nicht rentabel“, erklärte Canne.

Darüber hinaus fallen Kosten für die erforderlichen Planungen und diverse Genehmigungen an. Im Vorfeld muss der Betreiber die Standorteignung prüfen, wofür konkrete Messungen am geplanten Aufstellort nötig sind. Für alle diese Vorarbeiten fallen ebenfalls Kosten an. Dazu kommen Erschließungs- und Projektierungskosten im Einzelfall.

All diese Nebenkosten machen laut Canne „noch mal ein Drittel“ der Hauptkosten aus. So lande ein Anlagenbetreiber letztlich bei 1,6 Millionen Euro pro MW. „Bei einer 5-MW-Turbine würde ich weniger draufschlagen, die Kosten wachsen sicherlich nicht proportional mit der Leistung“, so Canne.

Für ein Windrad mit 5 MW installierter Leistung müssen damit rund acht Millionen Euro fließen, bevor sich das Windrad überhaupt das erste Mal dreht.

Betriebs- und Wartungskosten sind erheblich

Während der Lebensdauer von rund zehn bis zwanzig Jahren müssen die Betreiber wiederum beträchtliche Betriebs- und Wartungskosten einkalkulieren. WKA an Land sollten alle zwei Jahre gewartet werden. Bei Offshore-Anlagen fällt die Wartung bereits nach sechs Monaten wieder an, da dort rauere Bedingungen herrschen.

Laut „Solar- und Windenergie“ fallen in folgenden Bereichen Wartungsarbeiten an:

- Kontrolle aller Komponenten, einschließlich des Turms
- Sichtkontrolle auf Auffälligkeiten wie Korrosion, Schimmel und Ähnlichem
- Drehmomentkontrolle der Schrauben
- Dichtigkeits- und Funktionsprüfung
- Kontrolle von Ölständen sowie Nachfüllen dieser
- Wechsel aller Filter
- Überprüfung der Laserausrichtung
- Überprüfung des gesamten Triebstranges
- Reinigung und Justierung der Bremsen

Die jährlichen Betriebskosten liegen laut dem Fraunhofer-Institut in den ersten Jahren bei 30 bis 40 EUR pro Kilowatt (kW) Nennleistung, sprich 30.000 bis 40.000 EUR pro MW. Darin enthalten seien die Kosten für Grundstück, Geschäfts- und Betriebsführung, Wartung sowie Versicherungs- und Verwaltungsbeiträge, Reparatur und Rücklagen für den Rückbau.

Etwa ab dem 6. Jahr erhöhen sich diese auf insgesamt rund 50.000 EUR pro MW. Da diese Daten von 2016 stammen, müsse man laut Canne rund 20 Prozent Preissteigerung hinzufügen, um in den heutigen Preisbereich zu gelangen – zunächst also etwa 40.000 EUR jährlich, später 60.000 EUR.

Fortsetzung auf Seite 10

Foto: Christian Steiness via Flickr/Vattenfall, Creative Commons 2.0



Turbulenzen hinter Windkraftanlagen.

Fortsetzung von Seite 9

Schweigen der Verbände: Hohe Pachtkosten pro Grundstück

Ein besonderer Preistreiber sind die Grundstückskosten, denn wenn dem Anlagenerrichter das Baugrundstück nicht schon gehört, fällt zusätzlich zu Bau und Wartung der Kauf oder die Pacht des Grundstücks an. Eine große WKA benötigt laut „Topagrar“ knapp 0,5 Hektar (5.000 m²) Land. In der Spitze können es auch bis zu 1,28 Hektar sein.

Wie das „Handelsblatt“ vor zehn Jahren berechnete, kostete die Pacht für ein Grundstück pro Jahr und Windrad in Summe rund 100.000 EUR. Das „Fraunhofer-Institut“ bezifferte die Kosten mit rund acht Euro pro kW. Der Betreiber einer 5-MW-Anlage musste somit vor sieben Jahren bereits etwa 400.000 EUR aufbringen. In den Folgejahren sind die Preise deutlich gestiegen.

Auf Anfragen konnten uns verschiedene Branchenverbände jedoch keine aktuellen Daten der jährlichen Grundstückskosten nennen. „Medienberichte nennen immer wieder 13 Prozent des Jahresertrags“, versucht Canne eine mehr oder weniger konkrete Zahl zu nennen. Das entspräche durchschnittlich etwa 160.000 EUR pro Jahr. Aber er „höre immer mal wieder, dass diese 13 Prozent weit nach oben aufgebrochen werden, dass inzwischen sogar auch 20 Prozent [ca. 260.000 EUR] und mehr verlangt werden“. Dennoch liegt auch diese Zahl unter dem Wert für 2017.

Wie Canne weiter feststellte, fehlen bei den Angaben vom Fraunhofer die Kapitalkosten. „Das ist kein Wunder, weil diese je nach Betreiber sehr stark schwanken können.“ Betreibergesellschaften von E.ON oder RWE hätten niedrige Konzernkapitalkosten, sonstige Betreiber können auf wesentlich höhere Kapitalkosten kommen. Durch die Zinsanhebungen der letzten Monate habe dieser Faktor an Bedeutung gewonnen. Canne rechnet mit etwa 340.000 EUR pro Jahr.

Staatliche Förderung nach dem „pay as Bid“ Verfahren

Kostenmäßig kann Windstrom nicht mit anderen Stromerzeugern mithalten. Die nötigen Aufwendungen werden jedoch durch staatliche Förderungen zum Teil stark abgemildert, ohne die wohl kaum ein Betreiber ein Windrad errichten würde.

So investiert die deutsche Regierung pro Jahr mehrere Milliarden Euro aus Steuergeldern in Windkraftwerke, um die oftmals beschworene „Energiewende“ herbeizuführen. Davon profitieren vorrangig die Betreiber – einschließlich der großen Konzerne. Der Strompreis für den Bürger ist dadurch nicht gesunken. Im Gegenteil.

Seit dem Jahr 2000 gibt es das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG). Es sichert den Betreibern von Windkraftanlagen eine feste Vergütung ihres eingespeisten Stroms zu. Für ein im Jahr 2006 aufgestelltes Windrad erhielt der Betreiber dafür eine feste Vergütung von 8,35 ct/kWh über 20 Jahre. Bereits ein Jahr später sank diese auf 8,18 ct/kWh.

Seit 2017, teilte der Bundesverband WindEnergie auf Anfrage mit, werden die Vergütungssätze für Windkraftanlagen ab ein Megawatt Leistung über Ausschreibung nach dem „pay as Bid“ Verfahren festgelegt. Den Zuschlag – und die Vergütung zu dem von ihm angebotenen Wert – bekommt der Bieter mit dem niedrigsten Gebot. Sprich derjenige, der den geringsten Zuschuss „beantragt“.

Die Betreiber werden dabei ausschließlich über die EEG-Zulage gefördert. Diese wurde im Juli 2022 vom Stromkunden auf den Steuerzahler übertragen.

Jahresertrag und Ausgleichszahlungen

Wie hoch die Einspeisevergütung für den erzeugten Strom und somit der Jahresertrag ist, ist nur schwer greifbar. Die Bundesnetzagentur nennt lediglich einen Höchstwert für die Gebote und die Vergütung. Für die Ausschreibungen für Windenergie an Land wurde dieser für das Jahr 2023 auf 7,35 Cent pro Kilowattstunde festgelegt.

Der Auflistung der beendeten Ausschreibungen ist indes zu entnehmen, dass die siegreichen Gebote in den Vorjahren (November 2017) teils unter 4 Cent pro Kilowattstunde gefallen sind. Andererseits wird der Vergütungshöchstsatz über das sogenannte Referenzertragsmodell je nach Standort angepasst. Dies beinhaltet einen Zuschlag von bis zu 55 Prozent für windschwache Regionen und erhöht sich somit auf bis zu 11,4 Cent pro kWh.

Die EEG-Zulage wirkt wiederum als ein Mindestsatz, und zwar unabhängig von ihrer Höhe. Zugleich verkaufen Windkraftanlagenbetreiber ihren Strom an der Strombörse und erhalten den üblichen Marktpreis. Im Nachhinein errechnet die Bundesnetzagentur einen monatlichen Referenzstrompreis. Laut Canne liegt dieser derzeit bei 12 Cent pro kWh. Sollte dieser unter die individuelle Einspeisevergütung sinken, erhält der Betreiber die Differenz ausgezahlt. Somit legt der Betreiber sein Mindesteinkommen im Voraus fest. Das heißt, steigende Strompreise erhöhen den Jahresertrag, während niedrige Strompreise durch die Steuerzahler über die EEG-Zulage ausgeglichen werden.

Der entscheidende Faktor, wie ertragreich und letztlich wirtschaftlich eine WKA ist, sind damit die lokalen Windverhältnisse.

Bislang gibt es keine probate Möglichkeit, den erzeugten Stromüberschuss sinnvoll und praktikabel zu speichern.



Foto: iStock

Im Durchschnitt kamen die deutschen Windkraftanlagen an Land seit 2015 auf ca. 1.750 Volllaststunden, an einem guten Standort seien auch 2.500 Volllaststunden pro Jahr möglich. Daraus ergibt sich für eine 5-MW-Anlage eine Jahresleistung von 8,75 bis 12,5 Millionen kWh und bei einem Referenzpreis von 12 Cent pro kWh ein Jahresertrag von 1,05 bis 1,5 Millionen EUR. Bei lediglich 4 Cent pro kWh Einspeisevergütung wären es nur noch 350.000 bis 500.000 EUR.

Ein Beispiel: Kostenrechnung für eine 5-MW-Anlage

Basierend auf den oben genannten Zahlen ergibt sich folgende Überschlagsrechnung:

Beträge in Euro	Ausgaben	Einnahmen
Anschaffungskosten	8.000.000	
Betriebskosten (davon)	850.000	
Grundstück	260.000	
Wartung	250.000	
Kapital	340.000	
Ertrag (bei)		
4 ct/kWh, 1.750 h Volllast		350.000
4 ct/kWh, 2.500 h Volllast		500.000
12 ct/kWh, 1.750 h Volllast		1.050.000
12 ct/kWh, 2.500 h Volllast		1.500.000
Jahresergebnis		
4 ct/kWh, 1.750 h Volllast	-500.000	
4 ct/kWh, 2.500 h Volllast	-350.000	
12 ct/kWh, 1.750 h Volllast		+200.000
12 ct/kWh, 2.500 h Volllast		+650.000
Amortisierung		
4 ct/kWh, 1.750 h Volllast	nie	
4 ct/kWh, 2.500 h Volllast	nie	
12 ct/kWh, 1.750 h Volllast		40 Jahre
12 ct/kWh, 2.500 h Volllast		12,3 Jahre

Die Amortisationsdauer errechnet sich aus Anschaffungskosten und Jahresertrag, der wiederum von Wind und Vergütung abhängt. Als Formel ergibt sich Amortisationsdauer = Anschaffungskosten : ((Nennleistung × Volllaststunden × Vergütung) – Betriebskosten) wie im o.g. Beispiel:

$$8.000.000 \text{ €} : ((5.000 \text{ kW} \times 1.750 \text{ h/a} \times 0,12 \text{ €/kWh}) - 850.000 \text{ €/a}) = 8.000.000 \text{ €} : (1.050.000 \text{ €/a} - 850.000 \text{ €/a}) = 8.000.000 \text{ €} : 200.000 \text{ €/a} = 40 \text{ a}$$

Bereits bei nur 11 Cent pro kWh und typischen 1.750 Volllaststunden beträgt das Jahresergebnis nur noch +112.500 EUR. Somit dauert die Amortisation 71 Jahre und damit mehr als das Dreifache der durchschnittlichen Lebensdauer. 9,7 Cent pro kWh bedeutet, die Einnahmen decken gerade so die lau-

fenden Kosten, das Jahresergebnis beträgt null Euro. Ab dieser Schwelle kann die Investition nicht mehr erwirtschaftet werden und die Windkraftanlage im Beispiel wird in jedem Fall zu einem Minusgeschäft.

Ebenfalls unzureichend geeignet ist Windkraft bei der Abdeckung der sogenannten „Grundlast“, da der Wind nicht immer weht. Bislang gibt es keine probate Möglichkeit, um einen erzeugten Stromüberschuss sinnvoll und praktikabel zu speichern.

Zwar existieren seit einigen Jahren Pläne, Nachtspeicherheizungen als „Zwischenspeicher“ für überschüssige Strommengen aus Solar- und Windkraftanlagen einzusetzen. Weiter als bis zum Stadium grundsätzlicher technischer Überlegungen sind die Forscher hier allerdings noch nicht gelangt. Bei Stromproduktionsüberschüssen, wenn also viel Wind über Deutschland weht, müssen die Betreiber den Strom oftmals sehr günstig ins Ausland verkaufen. Gelegentlich müssen sie noch dafür bezahlen, damit andere Länder ihnen den Strom abnehmen.

Windkraftanlagen in Windparks teils ineffizienter

Bei Windparks, wo die Windkraftanlagen teils nur wenige Hundert Meter voneinander entfernt stehen, gibt es ein neues ertragsminderndes Problem: Jedes Windrad stellt ein Widerstand für den Wind in der Atmosphäre dar. Hintereinanderstehende WKA nehmen sich also den Wind weg. Das vorderste Windrad erhält noch die volle Windenergie und leistet den meisten Ertrag. Die Hinteren erfahren starke Verwirbelungen, was sich leistungs- und somit auch ertragsmindernd auswirkt. Die Verluste können laut Diplom-Ingenieur Klaus Hellmuth Richardt rund 20 Prozent betragen.

Will man eine optimale Anströmung für jedes Windrad erreichen, müsste mindestens der achtfache Rotordurchmesser an Abstand eingehalten werden. Bei kürzeren Abständen kann es zu Leistungseinbußen kommen. In seltenen Fällen kann der Wind durch bestimmte Verwirbelungen auch abbrechen, dahinterliegende Turbinen bekommen dann noch weniger Wind ab.

Wie groß müsste also der Abstand zwischen den Windkraftanlagen sein, damit jede optimal viel Wind abbekommt?

Als Beispiel schauen wir uns die Enercon EP 115 mit 2,99 MW Leistung und einem Rotordurchmesser von 115,7 Meter an. Diese würde in der jeweiligen Windrichtung einen Abstand von $8 \times 115,7$, also rund 925 Meter benötigen.

Hielten die Betreiber diese Abstände von knapp einem km ein, wäre diese Form der Energiegewinnung noch flächenintensiver, als sie es ohnehin bereits ist.