

ENERGIEWIRTSCHAFT

Chancen und Risiken des **Kernenergieausstiegs**

PHOTOVOLTAIK

Dünnschichtmodule werden **kristalline Zellen** ablösen

WINDENERGIE

Lebenszykluskosten von Schwachwindanlagen minimieren

ENERGIEERZEUGUNG

Flexibilität und **Wirtschaftlichkeit** thermischer Kraftwerke

dossier

TRANSFORMATOREN

Trocken-
transformatoren,
Gas-in-Öl-Analyse,
Lebensdauer,
Wartungsaufwand,
Design

www.ew-online.de

LVRSys

Auf die richtige
Spannung
kommt
es an.

a-eberle



Investition in ein laues Lüftchen

Lebenszykluskosten von Schwachwindanlagen minimieren

Der Bau eines Windparks im Binnenland scheint auf den ersten Blick wenig lukrativ. Der Erfolg eines solchen Projekts ist von vielen Faktoren abhängig. Nicht zuletzt entscheidet die Ausrüstung der Anlage über einen effizienten, schonenden und profitablen Betrieb. Ein Business Case zeigt, wie sich die Lebenszykluskosten einer Schwachwindanlage durch Individual Pitch Control (IPC) optimieren lassen und wie hoch das Risiko ist, Verluste zu schreiben.

Die Entscheidung ist gefallen. Der Geschäftsführer eines regionalen Energieversorgungsunternehmens (EVU) ist davon überzeugt, dass sich der Bau eines Windparks auch im Binnenland rentiert. Nur wenige EVU gehen diesen Schritt und lassen sich auf solche Vorhaben ein. Doch durch sinnvolle technische Möglichkeiten wie Individual Pitch Control (IPC) können die vermeintlich geringen Erträge in windschwachen Gebieten optimiert werden.

Einflussfaktoren erfassen

Alle Einflussfaktoren, die zur Berechnung des Profits nötig sind, müssen aufgelistet werden (*Bild 1*). Zunächst entstehen Kosten, allen voran die Investitionskosten. Diese teilen sich in Planungs- und Konstruktionskosten sowie in die Kosten für die Windturbinen auf. Dazu kommen Betriebskosten für Wartung, Versicherungen und Pacht. Bereits hier muss auch der finanzielle Aufwand für IPC berücksichtigt werden, da mit IPC höhere Wartungskosten entstehen. Die Summe aus Planungs- und Konstruktionskosten, den Investitions- und Betriebskosten ergeben die Gesamtkosten, die über den gesamten Lebenszyklus hinweg entstehen.

Weitaus mehr Faktoren spielen auf der Umsatzseite eine Rolle. Um die Leistung der Anlage zu berechnen, muss die zu erwartende Windgeschwindigkeit in der Höhe ermittelt werden, in der die Rotorblätter später angebracht sind. Diese Größe ist jedoch eine Variable, die von vielen Faktoren beeinflusst wird. Diese bestimmen maßgeblich den Profit des Windparks. Je mehr Wind, desto

höher sind beispielsweise die Wartungs- und Reparaturkosten sowie die Betriebskosten generell. Auch bedeuten höhere Windgeschwindigkeiten, dass beispielsweise die Verfügbarkeit sinkt. Der Wirkungsgrad wird jedoch gesteigert. Umgekehrt läuft es bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten. Zudem spielen Luftdichte und Rotorblattfläche bei der Berechnung eine wichtige Rolle.

Profit liegt im Detail

Allein die Höhe, in der die Anlage arbeitet, kann entscheidend für den Erfolg sein. Schon hier greift IPC. Als Faustregel gilt: Je größer die Anlage, desto effizienter. Da Windenergieanlagen (WEA) allerdings nicht in beliebiger Größe gebaut werden können, muss die Leistung anderweitig gesteigert werden. Hier kommt die Elektronik zum Einsatz. So liefert etwa eine WEA mit einem Rotordurchmesser von 90 m mit IPC die gleiche Leistung wie eine Anlage mit einem Durchmesser von 100 m ohne IPC. Schon von Anfang an kann also mit einer kleineren Anlage gerechnet werden, was sich auf die gesamten Investitionskosten erheblich niederschlägt. Denn eine kleinere Anlage bedeutet u. a. geringere Material- und Transportkosten.

Durch IPC werden die Rotorblätter individuell stets so ausgerichtet, dass der Wind optimal genutzt werden kann. Die bestmögliche Ausrichtung führt dazu, dass die Anlage im Gegensatz zu Windrädern mit starren Rotorblättern schon bei sehr geringen Windgeschwindigkeiten, wie sie häufig im Binnenland vorherrschen, Strom produziert und dadurch früher Gewinn erwirtschaftet.

Aus den drei Variablen Nachlaufeffekt, Verfügbarkeit und Wirkungsgrad sowie dem Bruttoenergieertrag, der sich durch die zuvor errechnete Leistung und die mittlere Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe ausrechnen lässt, ergibt sich der Nettoenergieertrag. Zusammen mit der Einspeisevergütung ergibt sich der Umsatz, den eine Schwachwindenergieanlage liefert. Der Umsatz sowie der Restwert geben Aufschluss über den Gesamtumsatz über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage hinweg. Der Lebenszyklusumsatz wird den Lebenszykluskosten



Johannes Ritter, Partner, Solution Matrix, Frankfurt am Main.

Schwachwindanlage

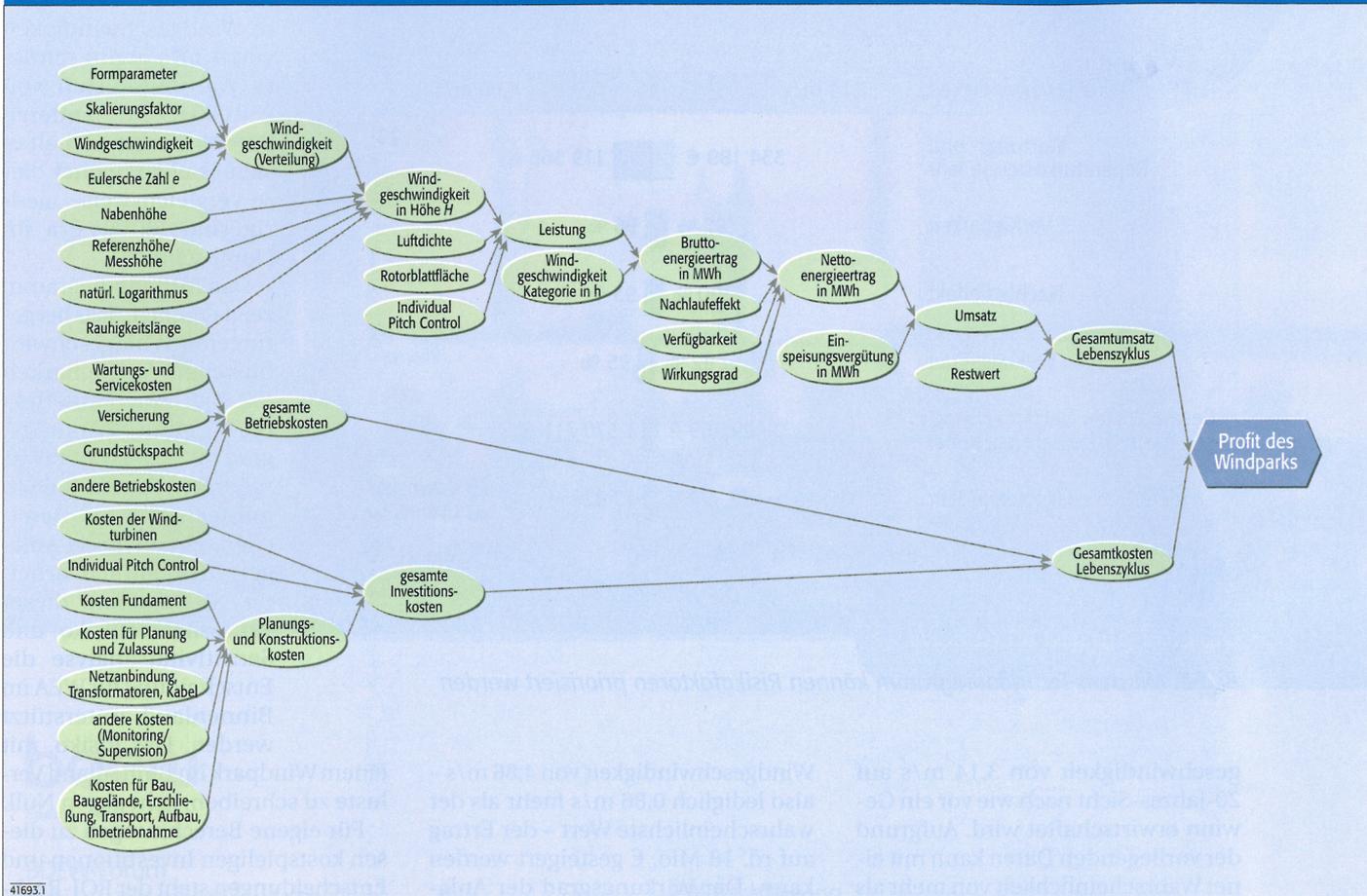


Bild 1. Die Einflussmappe ordnet technische und betriebswirtschaftliche Unsicherheiten dem Zielwert Profit zu

gegenübergestellt, um den Profit zu errechnen.

Konkrete Zahlen

Wurden alle Einflüsse auf der Umsatz- und der Kostenseite berücksichtigt, so wird das Modell mit konkreten Zahlen bestückt. Die Gewinnspannweite ist enorm. Allerdings sind nach oben in der Theorie keine Grenzen gesetzt. Das Finanzmodell zeigt, dass der Profit – bei einer Laufzeit von 20 Jahren – im wahrscheinlichsten Fall rd. 8,5 Mio. € beträgt. Dabei wurde angenommen, dass die mittlere Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe bei 4 m/s liegt. Diese Annahme basiert auf Windgutachten, die zuvor für den Standort erstellt worden sind.

An dieser Stelle zeigt der Business Case, ob die WEA auch bei geringeren Windstärken gewinnbringend arbeitet. Fakt ist, dass bei einer am geringsten angenommenen Wind-

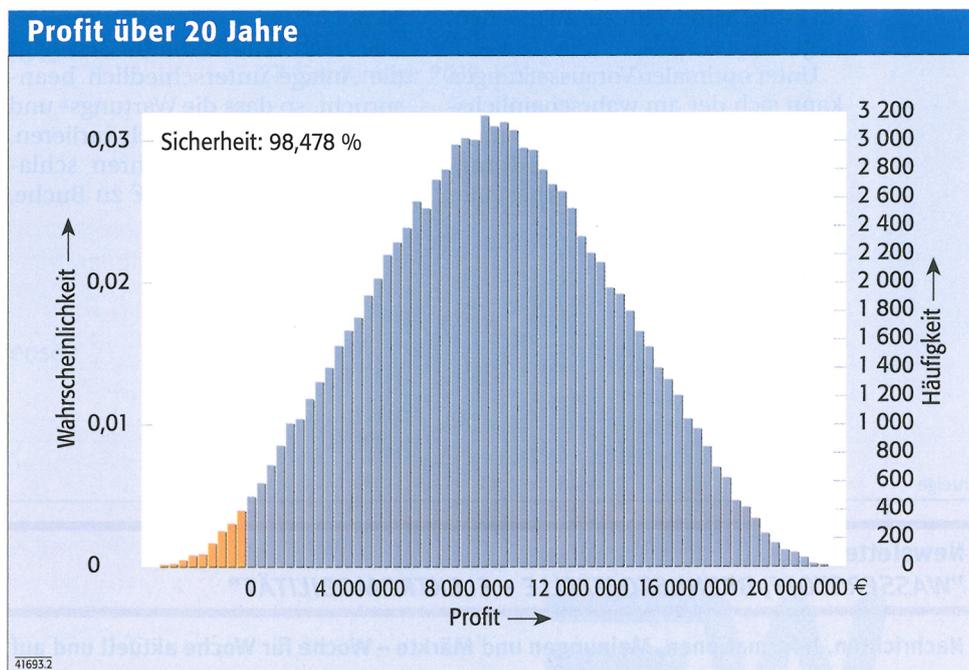


Bild 2. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion zeigt die Bandbreite möglicher Ergebnisse an

Windpark im Binnenland

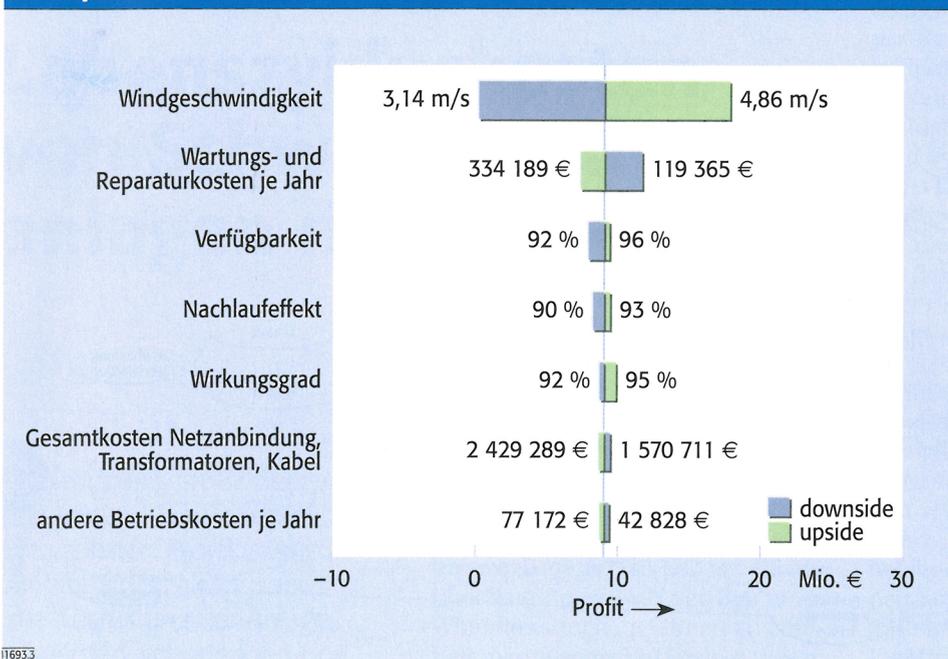


Bild 3. Mit dem Tornadodiagramm können Risikofaktoren priorisiert werden

geschwindigkeit von 3,14 m/s auf 20-Jahres-Sicht nach wie vor ein Gewinn erwirtschaftet wird. Aufgrund der vorliegenden Daten kann mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 98 % von einem positiven Ergebnis ausgegangen werden (Bild 2). Das heißt: Die Wahrscheinlichkeit, mit einer Schwachwindenergieanlage im Binnenland Verluste zu machen, liegt bei unter 2 %.

Unter optimalen Voraussetzungen kann sich der am wahrscheinlichsten angenommene Wert sogar mehr als verdoppeln. So zeigt das Tornadodiagramm (Bild 3), dass bei einer

Windgeschwindigkeit von 4,86 m/s – also lediglich 0,86 m/s mehr als der wahrscheinlichste Wert – der Ertrag auf rd. 18 Mio. € gesteigert werden kann. Der Wirkungsgrad der Anlage liegt in diesem Fall bei 95 %, der Nachlaufeffekt bei 93 %. Die Verfügbarkeit beträgt den Zahlen nach, die dem Diagramm zugrunde liegen, 96 %.

Je nach Windverhältnissen wird die Anlage unterschiedlich beansprucht, so dass die Wartungs- und Reparaturkosten jährlich variieren. In windschwachen Jahren schlagen diese mit 119 365 € zu Buche,

in ertragsstarken Jahren mit 334 189 €. Die mittlere Windgeschwindigkeit von 4 m/s ergibt mittlere Wartungskosten von 250 000 €. Mit anderen Betriebskosten verhält es sich ähnlich, wobei diese vergleichsweise niedrig sind (60 000 €/a im Durchschnitt).

Das Tornadodiagramm zeigt deutlich, dass bei geringeren Windgeschwindigkeiten Verfügbarkeit (92 %), Nachlaufeffekt (90 %) und Wirkungsgrad (92 %) zwar etwas niedriger liegen, jedoch immer noch in Bereichen, in denen die Anlage wirtschaftlich arbeitet. So kann mit dieser verlässlichen Risiko- und Sensitivitätsanalyse die Entscheidung für WEA im Binnenland unterstützt werden. Das Risiko, mit

einem Windpark im Binnenland Verluste zu schreiben, geht gegen Null.

Für eigene Berechnungen zu diesen kostspieligen Investitionen und Entscheidungen steht der ROI-Rechner nach einer Nachricht an ew@solutionmatrix.de zur Verfügung.

(41693)

johannes.ritter@solutionmatrix.de

www.solutionmatrix.de

Anzeige

Newsletter
"WASSERSTOFF, BRENNSTOFFZELLE + ELEKTROMOBILITÄT"

energie.de

Nachrichten, Informationen, Meinungen und Märkte – Woche für Woche aktuell und auf den Punkt!

Abonnieren Sie den Online-Newsletter "WASSERSTOFF, BRENNSTOFFZELLE + ELEKTROMOBILITÄT" unter <http://www.energie.de/bsznewsletter> und behalten Sie die Branche im Blick!