

Ausweisung von Vorrangflächen

Bei Waldstandorten für Windenergieanlagen differenzieren

Mit dem Ausbau der Windenergie an Land nehmen langfristig die nutzbaren Flächen im Freiland immer weiter ab. Zusätzliches Potenzial soll die Ausweisung von Vorrangflächen in Waldgebieten bieten. Doch Waldstandorte müssen wegen komplexer Geländestrukturen, strömungsbedingter Turbulenzen, landesspezifischer Regelungen und teils heterogener Interessenlagen differenziert betrachtet werden. Daher stellt sich die Frage, unter welchen Bedingungen Windenergieanlagen im Wald sinnvoll sind?

Maximal rd. 8 % der Fläche Deutschlands sind ohne Restriktionen für die Nutzung der Windenergie geeignet. Der Anteil kann um rd. 4,5 % erhöht werden, wenn nutzbare Wälder hinzugezählt werden, bzw. um weitere 10 % bei Berücksichtigung von nutzbaren Schutzgebieten. Zu diesem Ergebnis kommt die Studie »Potenzial der Windenergienutzung an Land«, die vom Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) im März 2012 neu aufgelegt wurde. Dem gegenüber stehen nahezu 78 % der Landesfläche, die nicht für die Windenergie in Betracht kommen. Gründe hierfür sind u. a. Abstandskriterien zu Infrastruktureinrichtungen und Siedlungen oder der Naturschutz.

Künftig könnte es demnach auf Feldern, Wiesen und Äckern eng werden, denn Windverhältnisse, Besitzverhältnisse und geographische Besonderheiten sind bei den Angaben des BWE nicht berücksichtigt. Der Flächenanteil, auf dem sich Windenergieanlagen überhaupt realisieren und wirtschaftlich betreiben lassen, wird somit auf wenige Prozentpunkte der Landesfläche reduziert.

Sinneswandel: Wald ist keine Tabuzone mehr

Verstärkt rücken deshalb auch Standorte der verschiedenen Waldtypen in den Blick von Kommunen, Betreibern und Investoren. Hoch über den Baumwipfeln herrschen mitunter ergiebige Windverhältnisse. Das haben auch die Verantwortlichen in den Landesregierungen erkannt. Sie differenzieren zunehmend zwischen Biotoptypen und Waldnutzungsarten, so dass

Vorrangflächen beispielsweise in intensiv bewirtschafteten Wirtschaftswäldern ausgewiesen werden können. Nach Nordrhein-Westfalen, das seinen neuen Windenergieerlass bereits im Sommer 2011 veröffentlicht und Waldstandorte zugelassen hat, erließ Ende Mai 2012 nun auch Baden-Württemberg neue Regelungen zur Nutzung von Windenergie im Wald. Der allgemeine Perspektivwechsel ist dabei klar erkennbar: Waldstandorte werden von den Behörden nicht länger kategorisch ausgeschlossen. Vielmehr können nun nach unabhängigen Analysen und Bewertungen von Windverhältnissen, Wirtschaftlichkeit und der Abwägung aller Einzelinteressen sinnvolle Standorte identifiziert und erschlossen werden.

Doch bis etwa zur dreifachen Baumhöhe (rd. 90 m) verursachen die Waldbäume kritische Turbulenzen, die die Rotorblätter in Schwingungen versetzen und diese somit erheblichen Belastungen aussetzen können. Das hat negative Auswirkungen auf die Standsicherheit und Lebensdauer der Anlagen und Komponenten. Waldstandorte erfordern daher Nabenhöhen von mindestens 120 m und Rotoren, die die turbulente Zone über den Baumkronen nicht durchstreichen. Die dafür notwendigen Technologien sind verfügbar, und geeignete Anlagen sind seit einigen Jahren auf dem Markt.

Indes sind im Vergleich zum Freiland die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit höher, denn Ertragssteigerungen – maßgeblich abhängig vom Rotordurchmesser – können auch mit einem größeren Rotor nur erreicht werden, wenn gleichzeitig die Nabenhöhe angepasst wird. Das ist in diesen hohen Luftschichten jedoch mit erhöhten Anschaffungs-, Konstruktions- und Baukosten verbunden – was auch eine differenzierte Wirtschaftlichkeitsanalyse verlangt.

Höhere Windenergieanlagen, höhere Investitionen

Umso bedeutsamer sind die vorgeschalteten Verfahren zur Potenzialanalyse. Denn die Windmessung vor Ort, die fundamentale Daten für die standortbezogene Potenzial- und Wirtschaftlichkeitsanalyse liefert und deshalb eine vorgeschriebene



Thomas Arnold, Tiv Süd Industrie Service GmbH, München.

Grundvoraussetzung für das Genehmigungsverfahren ist, muss das Windprofil bis in Nabenhöhe wirklichkeitsgetreu abbilden. Dazu schreibt die Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V. eine Langzeitmessung mit Schalenanemometern an einem Messmast vor, dessen Konstruktions- und Baukosten bei Höhen über 100 m jedoch vergleichsweise hoch sind.

Eine Alternative zum Windmessmast bis in Nabenhöhe stellt daher ein kleinerer Messmast dar, dessen Winddaten durch zusätzliche Beimessungen mit anderen Systemen ergänzt werden. Denn die FGW-Richtlinie empfiehlt einen Messmast, der mindestens zwei Drittel der Nabenhöhe erreicht. Die fehlenden Winddaten der oberen Luftschichten können dann durch Messungen mit einem Lidar-System (Light detection and ranging system) ermittelt und ergänzt werden. Ein auf dem Boden aufgestelltes Lidar-Messgerät eignet sich für Untersuchungen der Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen in Höhen von 40 bis 250 m. Messpunkte können in der Vertikalen mit einer Auflösung von rd. 20 m festgelegt werden.

Lidar-Systeme zur Beimessung geeignet

Das Lidar-Gerät strahlt vertikale, ultra-kurze Laserimpulse in die Atmosphäre. Die ausgesendeten Photonen werden durch Aerosole und Staubpartikel im Luftstrom gestreut. Der rückgestreute Teil der Photonen wird von einer Teleskopoptik im Gerät eingefangen und von einem hochempfindlichen Detektor registriert. Auf Basis der empfangenen Lichtsignale werden dann aufgrund von Frequenzänderungen und Laufzeitänderungen (Doppler-Effekt) Windrichtung und -geschwindigkeit annähernd genau berechnet. So kann in Verbindung mit den simultan ermittelten, exakten Referenzdaten der Anemometermessungen das Windprofil bis in Höhe der oberen Rotorblattspitze extrapoliert werden. Die Daten bieten somit eine verlässliche Basis für die anschließenden Potenzialanalysen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, so dass der mögliche Ener-

gieertrag sehr genau prognostiziert und quantifiziert werden kann.

Eine weitere Herausforderung zur Standortanalyse besteht hinsichtlich der vielfach komplexen Geländestrukturen. Denn die windhöffigen, ertragreichen Gebiete liegen zu meist nicht in den bewaldeten Tiefen, sondern auf den Höhenzügen der Mittelgebirge. Anders als im Flachland haben Hügelformationen, Täler, Waldschneisen und andere geographische Hindernisse einen großräumigen und erheblichen Einfluss auf die Windverhältnisse am Standort. Diese können je nach Windrichtung durch Düseneffekte bzw. Windabschattung stark variieren.

Entscheidend für Ertragsprognosen: das Simulationsmodell

Die Rahmenbedingungen erfordern demnach die sorgfältige Auswahl eines geeigneten Simulationsmodells, mit dem Potenzial und Erträge auf Basis der Windmessungen berechnet und prognostiziert werden. Im Flachland genügen dazu zweidimensionale Simulationen wie das »Wind Atlas Analysis and Application Program« (Wasp) der Technischen Universität Dänemark in Risø. Doch werden die 2D-Simulationen in komplexen, hügeligen Strukturen angewandt, dann sind die Fehlerwerte und Standardabweichungen zu groß. Die Folge: Ertragsprognosen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen können nicht mehr zuverlässig als bankfähige Berichte ausgegeben werden, sondern lediglich als Prognosen mit erhöhten Unsicherheiten.

Mit 3D-Simulationsprogrammen wie Windsim lassen sich komplexe Geländedaten aus GIS-Systemen einberechnen, so dass die Windverhältnisse hinreichend genau beschrieben werden. Das verbessert die Datenbasis für Potenzialanalysen und Ertragsprognosen. Ob komplexe Berechnungen mit aufwendigeren 3D-Simulationen sinnvoll sind, prüfen Tüv-Süd-Experten für den individuellen Standort und auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Die Frage lautet: Genügt eine 2D-Simulation oder ist das Gelände bereits so komplex, dass eine 3D-Simulation erforderlich ist?

Im Vorfeld der Modellberechnungen beschreibt und bewertet Tüv Süd daher die Geländestruktur mit der Rix-Analyse auf einem Gebiet von 400 km². Im Nahfeld um die Windenergieanlage wird in einem Radius von 3 500 m zudem die Steigung detailliert berechnet und untersucht. Das Ergebnis, der Rix-Wert, wird einer 15-teiligen Skala zugeordnet, die angibt, wie viel Prozent der Umgebung eine definierte Steilheit übersteigen. Bei Werten im Bereich von 0 bis 5 können 2D-Simulationen uneingeschränkt angewandt werden. Liegt der Wert zwischen 6 und 10 müssen bei Verwendung der 2D-Simulationen Korrekturvorschriften und Anpassungsparameter berücksichtigt werden, weshalb 3D-Berechnungen auch schon bei diesen Werten Vorteile haben. So kann für die Berechnungen in Waldgebieten beispielsweise die Nabenhöhe virtuell reduziert werden. Ist der Rix-Wert jedoch größer als 11, dann wird die Anwendung einer 3D-Simulation empfohlen.

Fazit

Die Anlagen der zweiten Generation mit Nabenhöhen von rd. 140 m und Rotordurchmessern von mehr als 100 m sind prinzipiell geeignet, Windenergie über den Baumwipfeln zu »ernten«. Im Vergleich zu Standorten im Flachland sind die erforderlichen Untersuchungen aufwendiger, komplexer und kostenintensiver. Tüv Süd vermisst, prüft und bewertet die Wirtschaftlichkeit eines Standorts und die Windverhältnisse mit modernsten Methoden. Dabei profitieren sie von ihrer langjährigen Erfahrung aus projektbezogenen Windgutachten und eigenen Studien wie den Berechnungen für einen landesspezifischen Windatlas für die Bundesländer Baden-Württemberg und Hessen.

(41743)

thomas.arnold@tuev-sued.de

www.tuev-sued.de/windenergie