



Effiziente Flächennutzung durch Repowering und Weiterbetrieb von Windenergieanlagen

14.12.2018

Für eine effiziente Flächennutzung sollte Repowering erleichtert und wirtschaftlicher Weiterbetrieb nach am Gesamtsystem orientierten Kriterien ermöglicht werden.

Der BWE fordert keine Anschlussförderung für Windenergieanlagen, deren EEG-Vergütung ausläuft.

Für den Weiterbetrieb sollte der Markterlös inklusive CO₂-Komponente genutzt sowie die regionale Vermarktung und die Vermarktung in verschiedenen Sektoren erleichtert werden.

Einleitung

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Koalitionsvertrag darauf verständigt, den Anteil Erneuerbarer Energien von heute rund 40 Prozent auf 65 Prozent im Jahr 2030 zu erhöhen.

Der Ausbau der Windenergie an Land wird beim Erreichen der nationalen Energie- und Klimaziele eine zentrale Rolle spielen. Es wird jedoch nicht ausreichen, lediglich den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 definierten jährlichen Ausbaupfad von 2.800 bzw. 2.900 MW und die zuletzt vom Gesetzgeber beschlossenen Sondervolumina für die Jahre 2019 bis 2021 zu realisieren. Es bedarf hingegen deutlich größerer Anstrengungen. Denn einerseits wächst der Bedarf an CO₂-freiem Strom, da dieser zukünftig auch zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren (Wärme, Mobilität, Industrie) herangezogen werden wird. Andererseits werden neue Flächen vielerorts nur zögerlich ausgewiesen und Genehmigungsverfahren dauern im Durchschnitt immer länger. Neubauprojekte weisen daher eine zunehmend lange Planungszeit auf, werden im Umfang reduziert oder sogar verhindert.

Im Sinne einer effizienten Flächennutzung muss sich deshalb der Neubau von Anlagen an ausschließlich fachlich begründeten Kriterien orientieren, was beispielsweise pauschale Abstandsvorgaben ausschließt. Außerdem ist ein ambitioniertes Repowering, also der Ersatz alter durch neue Anlagen, notwendig und der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (WEA) nach Ende ihrer Vergütungsdauer anzustreben, wenn ihr Ersatz nicht möglich ist.

Mit Ablauf des Jahres 2020 verlieren alle Windenergieanlagen ihren Vergütungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die bis einschließlich 31.12.2000 installiert wurden.¹ Dies betrifft zum 1.1.2021 eine Gesamtleistung von 3.800 bis 4.000 Megawatt (MW). Bis Ende 2025 folgen jährlich weitere 2.300 bis 2.400 Megawatt, insgesamt rund 16.000 MW Leistung. Anlagen, die nicht ersetzt werden können, sich für einen Weiterbetrieb technisch nicht eignen oder wirtschaftlich nicht rechnen, werden sukzessive ersatzlos

¹ Windenergieanlagen können über die kalkulierte Lebensdauer von 20 Jahren hinaus betrieben werden, wenn ein Standsicherheitsnachweis über die Eignung der Anlage und die Dauer des möglichen Weiterbetriebs ausgestellt wird. Alle Rechte und Pflichten aus dem EEG – mit Ausnahme des Anspruches auf die Marktprämie – bleiben für diese Anlagen bestehen.



zurückgebaut. CO₂-freie Stromerzeugung, installierte Leistung und Flächen gingen so für die Nutzung der Windenergie verloren, oft gerade dort, wo sie besonders akzeptiert ist.

Selbstverständlich werden nicht alle Anlagen ersatzlos zurückgebaut. In der Regel wird ein **Repowering**, also der Ersatz alter durch neue Anlagen, angestrebt – vorausgesetzt dies ist planerisch möglich. Ein Repowering verringert in der Regel die Anlagenzahl deutlich, während sich der Ertrag aufgrund moderner Anlagentechnologie vervielfacht. Das Interesse, etablierte und weithin akzeptierte Standorte mit bestehender Infrastruktur im Rahmen des Repowerings weiter zu nutzen, besteht oftmals nicht nur bei den jeweiligen Anlagenbetreibern, sondern auch den Anwohnern, Grundstückseigentümern, Netzbetreibern und Kommunen. So werden Flächen hocheffizient weitergenutzt.

An Standorten ohne Repoweringoption – etwa, weil die Flächen außerhalb heute definierter Vorranggebiete liegen oder aufgrund restriktiver planungs- und genehmigungsrechtlicher Regelungen wie bspw. erweiterter Abstandsvorgaben – stellt der **Weiterbetrieb** die einzige Möglichkeit zur weiteren Nutzung der Fläche und dort bestehender Infrastruktur für Windenergie dar.² Windenergieanlagen im Weiterbetrieb weisen auch nach Ablauf ihrer Vergütungsdauer einen beträchtlichen Nutzen für das Gesamtsystem auf. Sie genießen überwiegend eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung, leisten einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und schonen durch die weitere Nutzung bestehender Infrastruktur Ressourcen.

Ein Weiterbetrieb ist jedoch nur dann möglich, wenn die Betreiber ihre Betriebskosten³ am Markt erwirtschaften können. Der zuletzt erkennbare Anstieg des Börsenstrompreises hat die Erlössituation zwar verbessert, jedoch lassen sich daraus noch keine verlässlichen Prognosen für die kommenden Jahre ableiten. Sollte sich der Börsenstrompreis etwa aufgrund des Merit Order Effektes der Erneuerbaren Energien wieder auf dem niedrigen Niveau der vergangenen Jahre einfinden und der Marktwert der Windenergie sinken, wird es nicht möglich sein, einen großen Teil der Bestandsanlagen rentabel weiterzubetreiben, was zu ihrem Rückbau führen würde.

Vermarktungsoptionen und Vermarktungshemmnisse im Weiterbetrieb

Betreiber von Anlagen im Weiterbetrieb haben nach Auslaufen der EEG-Vergütung verschiedene Möglichkeiten, ihren Strom zu vermarkten.

- Eine **Veräußerung an der Strombörse** über Direktvermarkter erscheint heute aufgrund des Risikos der Preisschwankungen nicht immer attraktiv, kann aber bei weiter steigenden Börsenstrompreisen zukünftig eine Vermarktungsoption werden.
- Bereits heute gewinnen **längerfristige Stromabnahmeverträge** an Bedeutung. Viele Energieversorger, Direktvermarkter und auch Betreiberfirmen prüfen derzeit ihre Optionen und entwickeln spezielle, auf Anlagen im Weiterbetrieb zugeschnittene Vermarktungskonzepte. Die ersten, auf mehrere Jahre ausgelegten Stromabnahmeverträge, sogenannte Power Purchase Agreements (PPA's), für die Zeit nach

² Vgl. [Fachagentur Windenergie an Land \(2018\): Was tun nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, Berlin](#)

³ Vgl. [Deutsche WindGuard \(2018\): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, Vare!](#)



2020 wurden bereits abgeschlossen. Ein Teil der Anlagen im Weiterbetrieb wird sich aber voraussichtlich aufgrund ihrer Betriebskostenstruktur für ein solches Konzept nicht eignen. Insbesondere kleinere Anlagen (bis 1 MW), die rund 50 bis 60 Prozent der bis einschließlich dem Jahr 2000 errichteten Leistung ausmachen, werden es schwer haben, ihren Strom zu auskömmlichen Preisen zu vermarkten.

- Der Abschluss von **Vermarktungsverträgen mit regionalen Großabnehmern** (Industriebetriebe, Kommunen etc.) im Rahmen von PPA's ist eine weitere Option, die durch mehrere Aspekte erschwert wird. Zum einen wird der Anlagenbetreiber durch die unmittelbare Stromlieferung an einen Letztverbraucher zu einem Energieversorgungsunternehmen mit weitreichenden rechtlichen Pflichten, was zusätzlichen Arbeits- und Kostenaufwand mit sich bringt. Zum anderen ließen sich bei einer Direktlieferung über eine eigene Leitung zwar Netzentgelte und bei Anlagen bis zu einer Größe von 2 MW die Stromsteuer einsparen, jedoch setzt der Gesetzgeber für das Vorliegen einer Direktlieferung eine nicht näher definierte unmittelbare räumliche Nähe zwischen Windenergieanlage und Verbraucher voraus, was diese über weitere Entfernungen nicht rechtssicher möglich macht.⁴ Diese Einschränkung muss aufgehoben werden.
- **Direktvermarktungsverträge mit Industriekunden** büßen derzeit zudem dadurch Attraktivität ein, dass eine Weitergabe der Grünstromeigenschaft über das öffentliche Netz im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung nicht möglich ist. Nur physikalisch grüne Strommengen können von Unternehmen auf dem weiteren Wertungspfad genutzt werden, so z. B. für die Verbesserung ihrer CO₂-Bilanz oder zur Erfüllung von Quotenverpflichtungen. Herkunftsnachweise erfüllen hingegen lediglich einen informativischen Zweck und werden vom Gesetzgeber nicht weiter privilegiert behandelt. Hier muss eine neue Regelung gefunden werden.
- Auch der **Vermarktung von Windstrom in anderen Sektoren** stehen Hemmnisse entgegen, weshalb diese heute ohne staatliche Förderprogramme i.d.R. nicht wirtschaftlich darstellbar ist. So gilt die Umwandlung von Windstrom in einen anderen Energieträger (z.B. Gas) bzw. dessen Zwischenspeicherung prinzipiell als Letztverbrauch und unterliegt somit Umlagen, Abgaben und Steuern. Gleiches gilt für die Ausspeicherung oder Rückverstromung, so dass hier eine Doppelbelastung vorliegt. Existierende rechtliche Sonderregelungen sollen die Lasten senken. Diese Ausnahmeregelungen sind jedoch komplex sowie stark einzelfallabhängig und somit nicht praxistauglich. Auch die erforderliche Personenidentität bei der Eigenversorgung verhindert in vielen Fällen intelligente Konzepte. Auch hier sind Anpassungen am Rechtsrahmen erforderlich.

Maßnahmenvorschläge

1. Im Rahmen der Landes- und Regionalplanung stehen Politik und Behörden eine Reihe von Instrumenten zur Verfügung, um **Repowering zu ermöglichen und zu erleichtern**. Der BWE zeigt im Leitfaden „Regionalplanung und Repowering – Planerische Gestaltungsmöglichkeiten“ die Handlungsspielräume für die zuständigen Planungsbehörden auf, die genutzt werden müssen, um Repowering einen angemessenen Stellenwert einzuräumen. Dazu gehören verkürzte Abstandskriterien für Ersatzanlagen oder regionalplanerische Ausnahmen für Repowering-Projekte außerhalb neu dargestellter

⁴ Vgl. [BWE \(2017\): Eigenversorgung, Direktlieferung, Power-to-X und Regelenergie – sonstige Erlösoptionen außerhalb des EEG](#) und [BWE \(2017\): Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch](#)

Eignungsgebiete. Bei der Auswahl der Instrumente ist jedoch darauf zu achten, dass eine Unterstützung des Repowerings nicht zu Lasten von Neuplanungen erfolgt.

2. **Faire Rahmenbedingungen** müssen dafür sorgen, dass Betreiber von Anlagen im Weiterbetrieb sich als Marktakteure behaupten, neue Marktsegmente erschließen und Innovationen, etwa im Bereich der Sektorenkopplung, anschieben können. Dazu gehören folgende Maßnahmen:
 - a) Die **Einführung einer sektorenübergreifenden CO₂-Bepreisung** bietet nicht nur die Chance, die tatsächlichen Kosten der Energieversorgung gerecht abzubilden, sondern verbessert auch die Vermarktungserlöse von Windstrom an der Strombörse und somit die Chancen auf einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb. Da der Ausstoß von klimaschädlichem CO₂ derzeit nur in geringem Maße Bestandteil des Strompreises ist, können saubere, CO₂-freie Technologien wie Windenergie ihren größten Wettbewerbsvorteil nicht ausspielen und werden so permanent strukturell benachteiligt. Erst ein angemessener CO₂-Preis kann einen fairen Wettbewerb schaffen und Erneuerbare Energien unabhängig von garantierten Preisen machen. Um Verbraucher nicht zusätzlich zu belasten, kann dies durch die Abschaffung der Stromsteuer flankiert werden.
 - b) Die **grüne Eigenschaft des Windstroms** muss auf Basis von Echtzeitdaten vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können, damit dieser für Unternehmen im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategie nutzbar gemacht werden kann. Erst dann lohnt es sich für Industriebetriebe und andere Abnehmer, im großen Maßstab Stromlieferverträge mit Windparks im Weiterbetrieb abzuschließen. Hierfür bietet das „Marktentwicklungsmodell“⁵ den geeigneten Rahmen. Der vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) für den BWE entwickelte Rechtsrahmen ermöglicht nicht nur EEG-Anlagen im Marktprämiensystem den Weg in den Markt und die Weitergabe der grünen Eigenschaft des Stroms. Auch für Anlagen, die keine Vergütung mehr bekommen – aber nach wie vor unter das Regime des EEG fallen – bietet die durchgängige und lückenlose Bilanzierung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch in einem sortenreinen Bilanzkreis neue werthaltige Vermarktungsoptionen.
 - c) Durch eine Streichung des Begriffs der **unmittelbaren räumlichen Nähe** (§ 3 Nummer 16, 21b Absatz 4 EEG 2017) ließen sich Direktleitungen auch über größere Distanzen wirtschaftlich darstellen und realisieren, was die regionale Vermarktung von Windstrom aus WEA im Weiterbetrieb zusätzlich erleichtern würde.
 - d) Um Windstrom zukünftig vermehrt **im Rahmen der Sektorenkopplung vermarkten** zu können, ist die Beseitigung finanzieller und rechtlicher Hemmnisse erforderlich. Dazu gehören:
 - die Doppelbelastung von **Letztverbraucherabgaben** abzuschaffen: Die eingespeicherte Energie wird zunächst wie üblich bepreist. Bei Rückverstromung werden die bei Einspeicherung angefallenen Abgaben und Umlagen abzüglich der Verlustenergie zurückerstattet.⁶

⁵ Vgl. [IKEM \(2018\): Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich](#)

⁶ Vgl. [E4tech/Fraunhofer IEE \(2018\): Das gekoppelte Energiesystem: Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung](#)



- Strom aus Windenergieanlagen, der vor dem Netzeinspeisepunkt in PtX-Anlagen oder Speichern umgewandelt oder zwischengespeichert wird, von Abgaben und Umlagen zu befreien.

Durch die Weitergabe der Grünstromeigenschaft durch Echtzeitbilanzierung (s.o.) könnte Windstrom im Rahmen der Sektorenkopplung maßgeblich zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen beitragen und so von Industriebetrieben wertbringend nutzbar gemacht werden. Mit Hilfe des vom BWE vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodells könnte beispielsweise Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen in industriellen Prozessen als grünes Produkt weiterverwertet werden, was die Wertigkeit und somit die Erlöschancen des eingesetzten Windstroms erhöhen würde.

Ansprechpartnerin

Birte Kempe-Samsami

Abteilung Politik

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)

Neustädtische Kirchstraße 6

10117 Berlin

T +49 030 212 341-245

b.kempe-samsami@wind-energie.de

politik@wind-energie.de

www.wind-energie.de