

Deutscher Industrie- und Handelskammertag

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – Erhöhung der Ausbaumengen für Windenergie an Land und Solarenergie (BT-Drs. 19/2108)

A. Das Wichtigste in Kürze

- Es sollten möglichst nicht einzelne Aspekte wie die Ausbaupfade für Wind an Land oder Photovoltaik herausgegriffen werden und die Auswirkungen sollten umfassend betrachtet werden.
- Bevor Ausbaumengen erhöht werden, sollten Auswirkungen auf Strompreise, Netze und Flächen analysiert werden. Zudem fehlt eine Perspektive zum Ausstieg aus der EEG-Förderung.
- Eine Anhebung der Ausbaupfade wird die Förderkosten steigen lassen, weil gegenüber dem Status quo zusätzliche Anlagen gebaut werden. Zudem steigen die Förderkosten auch, weil sich der Marktwert von Wind- und PV-Strom je kWh verringert.
- Anlagenbetreiber benötigen flexiblere Vermarktungsmöglichkeiten. Zudem sollte die EEG-Förderung auf eine Stundenzahl begrenzt werden.
- Ein schnellerer Ausbau führt dazu, dass sich Flächenkonkurrenzen verschärfen. Dieses Thema sollte aufgegriffen werden.
- Entschädigungszahlungen an neue EEG-Anlagen sollten eingestellt werden, um den Ausbau netzträglicher zu gestalten.

B. Allgemeine Einführung

Eines der größten Probleme der Energiewende ist die fehlende Planungssicherheit für Unternehmen. Die häufigen EEG-Novellen stehen dafür exemplarisch. Dies betrifft zum einen alle Investoren in erneuerbare Energien und zum anderen über die EEG-Umlage sowie die Regelungen zur Besonderen Ausgleichsregel und zur Eigenerzeugung auch die Stromnachfrager. Der DIHK empfiehlt daher grundsätzlich, nicht einzelne Aspekte wie die Erhöhung der Ausbaukorridore für Wind an Land oder Photovoltaik (PV) herauszugreifen und zu regeln, sondern sich umfassend damit auseinanderzusetzen, welche Auswirkungen ein solcher Schritt hat. Zudem fehlt eine Ausstiegsperspektive aus der Förderung.

Ausschreibungen sind ein wirksames Mittel, um mehr Wettbewerb um eine Förderung zu initiieren. Insbesondere bei Photovoltaik und Wind auf See hat auch deswegen eine deutliche Senkung der Förderung stattgefunden. Bei Wind an Land gab es bei der letzten Ausschreibungsrunde hingegen eine Unterzeichnung und einen Anstieg der Förderkosten. Eine Erhöhung der Zubaumengen ist grundsätzlich notwendig, um das Ziel von 65 Prozent EE-Strom am Stromverbrauch bis 2030, statt wie bisher 50 Prozent zu erreichen. Problematisch an den Zielen ist generell, dass die entscheidende Größe des Stromverbrauchs nur geschätzt, aber nicht präzise vorhergesagt werden kann. Zudem ist unklar, wie lange Anlagen nach dem Ende der Förderung nach 20 Jahren weiterbetrieben werden und wie die Wetterbedingungen sind. Daher kann 2018 nicht abschließend bestimmt werden, wie viele erneuerbare Energien in den kommenden Jahren zur Zielerreichung zugebaut werden müssten.

Die IHK-Organisation empfiehlt, den Ausbaudeckel für Wind auf See für 2030 von 15 GW anzuheben, wenn diese Parks ohne Förderung gebaut werden können. Bei solchen Windparks bestehen anders als bei Windparks an Land auch kaum Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung. Ein weiteres Mittel zur Steigerung des Zubaus erneuerbarer Energien ist die Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Eigenerzeugung/Eigenversorgung z. B. durch die Abschaffung der EEG-Umlage¹ zumindest wenn erneuerbare Energien eingesetzt werden.²

Eine Erhöhung der Ausbaukorridore hat Auswirkungen auf die Förderkosten, den Flächenbedarf und die Stromnetze. Zudem sollte das Thema Weiterentwicklung der Förderung in den Blick genommen werden.

C. Details

Auswirkungen auf die Förderkosten:

Die Strompreise für deutsche Unternehmen sind im internationalen und europäischen Vergleich sehr hoch und in den vergangenen Jahren weiter gestiegen. Ein wesentlicher Treiber des Strompreises ist die Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Ein weiterer Anstieg des jährlichen Volumens der EEG-Umlage ist bis Anfang der 2020er-Jahre absehbar.

Ausschreibungen haben zu Wettbewerb um die Förderung geführt und damit den Kostenanstieg gedämpft. Sie sind aber kein Mittel, um die Marktintegration erneuerbarer Energien zu erreichen. Die

¹ Ausführlich zur Positionierung des DIHK zum Thema Eigenerzeugung s. energiepolitische Positionspapiere von 2013 „Ein neuer Markt für die Energiewende“ und 2015 „Die Energiewende zum Erfolg führen“.

² Zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Eigenerzeugung/Eigenversorgung s. auch [gemeinsame Stellungnahme](#) von DIHK, HDE, VEA, VDMA, Die Familienunternehmer, BSW Solar, Bayerischer Müllerbund und Textil und Mode.

momentane Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (bei Einspeisevergütung) bzw. durch Direktvermarkter (bei gleitender Marktprämie) am Day-ahead-Markt bleibt von den Ausschreibungen unberührt und führt zu folgenden Effekten:

- Senkung des Börsenpreises durch den sog. Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien.
- Vermarktung des Ökostroms als Graustrom, da Anlagenbetreiber keine Zertifikate bekommen – die „grüne“ Eigenschaft des Stroms bleibt unberücksichtigt.
- „Verramschen“ des Stroms aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Wind- bzw. Solaranlagen.

Durch eine Anhebung der Ausbaukorridore verstärkt sich dieser Effekt. Aurora Energy geht davon aus, dass bei einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von 50 auf 65 Prozent, die Erlöse eines Windparks am Spotmarkt um ein Drittel sinken. Dadurch steigen automatisch die Förderkosten wieder an und die erneuerbaren Energien entfernen sich davon, sich selbst am Markt finanzieren zu können.

2018 liegt der Marktwert laut der Übertragungsnetzbetreiber für Wind an Land bei 0,827 des durchschnittlichen Börsenstrompreises. Statt 32,22 Euro/MWh erlösen Windparks im Schnitt also nur 26,65 Euro/MWh. Bei sonst stabilen Marktpreisen sänke der Erlös nach Aurora Energy bis 2030 weiter auf 17,62 Euro/MWh. Legt man das Ergebnis der letzten Ausschreibungsrunde von 57,30 Euro/MWh zugrunde, stiegen die Förderkosten von 30,65 Euro/MWh auf 39,68 Euro/MWh. Bei 100 TWh sind das 903 Mio. Euro zusätzliche Kosten neben den durch den beschleunigten Zubau sowieso entstehenden Kosten. Die EEG-Umlage wäre damit auch im Jahr 2030 auf hohem Niveau und der Standortnachteil Deutschlands an diesem Punkt bliebe bestehen.

Weiterentwicklung der Förderung:

Erneuerbare Energien machen sich also nicht nur gegenseitig „die Preise kaputt“; der aus diesen Anlagen erzeugte Strom kann auch nicht zu Marktpreisen verkauft werden, da die „grüne Eigenschaft“ des Stroms nicht zur Vermarktung eingesetzt werden kann. Ursachen dafür sind die gleitende Marktprämie, die sich nach dem Spotmarktergebnis richtet, so dass Direktvermarkter auch nur dort vermarkten und das sog. Doppelvermarktungsverbot, das geförderten Anlagen den Erwerb von Herkunftsnachweisen verbietet. Erneuerbare können aber nach Einschätzung des DIHK mehr, als dass sie am Spotmarkt verkauft werden müssten. Zudem bestehen Nachfrage und Zahlungsbereitschaft nach zertifiziertem deutschem bzw. regionalem Grünstrom, die derzeit nicht befriedigt werden können (vgl. IHK-Energiewende-Barometer 2014).

Der DIHK spricht sich daher dafür aus, vor einer Anhebung der Ausbaukorridore die Vermarktungsfrage in den Blick zu nehmen. Hier bieten sich Stromdirektlieferungen ohne den Weg über die Börse grundsätzlich an. Die Stromdirektlieferung aus einer Wind-, PV- oder Biomasseanlage ist nicht verboten, sondern im EEG als sonstige Direktvermarktung verankert. Ihr Anteil ist derzeit allerdings marginal. Für eine stärkere Nutzung dieser Vermarktungsform bestehen regulatorische Hürden:

Dazu zählt vor allem, dass ein Anlagenbetreiber seine Strommenge nur prozentual verschiedenen Vermarktungsformen zuordnen kann. An diese Zuordnung muss er sich strikt halten. Er kann sich derzeit also nicht flexibel einen Teil seines Stroms über das EEG fördern lassen und die restlichen Strommengen direkt an ein Unternehmen liefern. Dadurch wird für den Schritt raus aus der EEG-Förderung eine sehr hohe Hürde aufgebaut. Der DIHK empfiehlt, den Anlagenbetreibern bzw. Vermarktern mehr Flexibilität zu geben. Zudem sollte darüber nachgedacht werden, analog zur KWK-Förderung nur eine bestimmte Strommenge je Anlage nach dem EEG zu fördern.³ Dies hätte den Effekt, dass sich Anlagenbetreiber bzw. Vermarkter mit alternativen Vermarktungsformen auseinandersetzen müssten und sich an eine Vermarktung unabhängig von der EEG-Förderung gewöhnen.

Auswirkungen auf den Flächenbedarf:

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Flächenbedarf auf 30 Hektar am Tag zu begrenzen. Durch eine Beschleunigung des Zubaus erneuerbarer Energien rückt das Thema Flächenverfügbarkeit schneller auf die Agenda. Das Thema hat zwei Dimensionen: Zum einen die unmittelbare Konkurrenz zwischen einer EE-Anlage und einer alternativen Nutzung um eine bestimmte Fläche und zum andern die generelle Konkurrenz im Hinblick auf das Ziel der Bundesregierung.

Die Flächeninanspruchnahme durch erneuerbare Energien hängt sehr stark davon ab, wie viele Windräder an Land und PV-Freiflächenanlagen zugebaut werden müssen, um die Vorgaben zu erreichen. Bei einem Anstieg des Stromverbrauchs steigt automatisch auch die Flächeninanspruchnahme. So könnte es bei einem starken Anstieg des Stromverbrauchs dazu kommen, dass mehr als 10 Prozent des Flächenziels für erneuerbare Energien verwendet werden müssten. Daher empfiehlt der DIHK, sich mit dem Thema Flächenkonkurrenzen intensiv auseinanderzusetzen, bevor entsprechende Beschlüsse zur Erhöhung des Zubaus getroffen werden.

Die stärkere Flächeninanspruchnahme durch einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien wird auch dazu führen, dass Standorte mit schlechteren Rahmenbedingungen, insbesondere bei Wind an Land, genutzt werden müssten. Dadurch erhöht sich tendenziell auch der Förderbedarf und damit die Belastung der Letztverbraucher über die EEG-Umlage.

Auswirkungen auf die Stromnetze:

Die Bundesnetzagentur hat gerade die Zahlen für die Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen im vergangenen Jahr veröffentlicht: Gegenüber 2016 gab es einen Anstieg von fast zwei Dritteln auf 1,4 Mrd. Euro. Klar ist: Durch die Aufspaltung der deutsch-österreichischen Preiszone zum 1. Oktober 2018 werden die Kosten vorübergehend sinken. In den kommenden Jahren durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien aber wieder deutlich steigen. Je schneller

³ Ausführlicher zum Punkt Förderung vgl. energiepolitisches Positionspapier von 2013 „Ein neuer Markt für die Energiewende“. Diesen Punkt teilen einige Kammern und Unternehmen nicht. Sie sehen darin einen Rückgang der Planungssicherheit.

erneuerbare Energien ausgebaut werden, desto schneller müssen neue Netze entstehen und/oder bestehende ertüchtigt werden.

Die Erhöhung der jährlichen Ausbaumengen für PV und Wind an Land nach dem vorliegenden Gesetzesentwurf führt ab 2019 zu einer jährlichen zusätzlichen Stromerzeugung aus den beiden Technologien von kumuliert 4 TWh. Ohne Änderung des bestehenden Ausschreibungsdesigns oder anderer Maßnahmen werden vor allem die Windanlagen in der Regel nördlich des Netzengpasses stehen und damit die bestehenden Engpässe weiter verschärfen. Daraus werden sich dann zusätzliche Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement ergeben und die über die Netzentgelte die Stromkosten der Unternehmen erhöhen.

Die Anhebung der Ausbaumengen führt in jedem Fall dazu, dass Deutschland bereits 2030 eine andere Übertragungsnetzstruktur braucht. Die Netzausbauplanung ist derzeit aber auf eine andere Strommenge ausgelegt. Um eine aus Netzsicht bessere Steuerung des EE-Ausbaus in Deutschland zu gewährleisten, sollten Entschädigungszahlungen an wegen Netzengpässen abgeregelte Neuanlagen (Einspeisemanagement) eingestellt werden. Entfällt diese Vergütung, besteht ein Anreiz, neue Anlagen nur noch dort zu errichten, wo eine Abnahme des erzeugten Stroms sicher erscheint. Dies führt zu einer besseren Synchronisation des EE- mit dem Netzausbau. Potenzielle Investoren sollten über regionale Netz- und Abnahmekapazitäten informiert werden.⁴

Ansprechpartner mit Kontaktdaten

Dr. Sebastian Bolay

030/20308-2202

bolay.sebastian@dihk.de

⁴ Einige Kammern und Unternehmen teilen diese Position nicht und befürworten einen Weiterbestand dieser Regelung. Ihr Hauptargument ist die Planungssicherheit für Investoren.