

EINFLUSS EINER CO₂-BEPREISUNG AUF DIE EEG-UMLAGE UND DIE FINANZIELLE FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

Yannick WERNER¹

Inhalt

Die Begrenzung des anthropogenen Anstiegs der globalen Jahresmitteltemperatur auf weit unter 2°C erfordert unter anderem eine drastische Senkung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Als ein Teil der Klimaschutzstrategie 2050 will die deutsche Bundesregierung diese durch einen starken Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) erreichen [1, S 12, 34-36]. Dafür erhalten Betreiber von EE-Anlagen unter anderem eine finanzielle Vergütung, welche anschließend auf den Verbrauch von Strom in Form der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) abgewälzt wird. Die Höhe der EEG-Umlage ist an die Höhe des Strompreises am Day-Ahead-Markt der Strombörse gekoppelt, welcher wiederum abhängig vom CO₂-Preis ist, den Betreiber von fossilen Kraftwerken für die Produktion ihres Stroms entrichten [2, S. 14-19].

Ziel dieser Arbeit ist es, den quantitativen Zusammenhang zwischen der Höhe des CO₂-Preises und der Höhe der EEG-Umlage zu ermitteln. Auf Basis des gefundenen quantitativen Zusammenhangs werden anschließend die Folgen für die finanzielle Förderung von Strom aus EE und die Strombezugskosten von Letztverbrauchern, welche sich aus einer eventuellen Neuordnung der CO₂-Bepreisung in Deutschland ergeben könnten, abgeleitet und bewertet. Eine thematisch verwandte Analyse wurde vom Öko-Institut im Jahr 2013 in [2] durchgeführt. Dabei wurde die Einspeisung von Strom aus EE und die damit verbundenen Vergütungsansprüche jedoch stark aggregiert, weshalb die Auswirkungen einer CO₂-Preisänderung auf die Vergütungszahlungen und die EEG-Umlage unzureichend abgebildet wurden. Um diese Auswirkungen adäquat darstellen zu können, wird daher in der vorliegenden Arbeit ein detaillierterer Ansatz bei der Modellierung der EEG-Anlagen und deren Stromerzeugung gewählt. Dafür wurde das Jahr 2017 als Referenzjahr für Annahmen über CO₂- und Brennstoffkosten sowie für das Wetter und die Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks gewählt.

Methodik

In dieser Arbeit werden die Vermarktungserlöse und Vergütungsansprüche für Strom aus EE auf Basis eines Fundamentalmodells zur Berechnung des Strompreises am Day-Ahead-Markt der Strombörse bestimmt, wodurch sich diese methodisch an der realen EEG-Umlageprognose orientiert (vgl. [3]). Dafür wird ein eigens entwickeltes Fundamentalmodell auf Basis des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) verwendet, welches eine anschauliche Darstellung der einzelnen Komponenten wie konventionelle Kraftwerke und EE Anlagen innerhalb der Modellierung ermöglicht [4]. Darüber hinaus werden ausschließlich Open-Source Daten verwendet, wodurch eine hohe Transparenz verglichen mit den hier genannten realen Prognosen der EEG-Umlage besteht. Das verwendete Modell grenzt sich dabei von den bestehenden Ansätzen unter anderem dadurch ab, dass eine sowohl regional (vgl. [5]) als auch bezogen auf die unterschiedlichen Vergütungsklassen (vgl. [2]) hoch aufgelöste Einspeisung von Strom aus EE verwendet wird. Zusätzlich werden anlagenscharfe technische Parameter von EEG-Anlagen berücksichtigt, welche zum einen aus Veröffentlichungen entnommen und zum anderen durch Regressionsanalysen auf Basis der historisch eingespeisten Strommenge einer Anlage geschätzt werden.

Um ein realistisches Marktverhalten für Strom aus EE abzubilden, wird angenommen, dass Strom aus Anlagen in der Direktvermarktung zu negativen Kosten in Höhe des anzulegenden Wertes abzüglich der monatspezifischen Marktprämie veräußert wird [6, S 11]. Dadurch können sowohl negative Strompreise als auch ein marktbedingtes Abschalten von EE-Anlagen in Folge eines hohen Dargebots an EE in Verbindung mit einem inflexiblen konventionellen Kraftwerkspark abgebildet werden.

Es werden drei verschiedene CO₂-Preisszenarien für die Modellrechnungen definiert: (1) ein Referenzszenario mit dem historisch mittleren CO₂-Zertifikatepreis (2) ein New Policies-Szenario,

¹ Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, TU Berlin, Fraunhoferstr. 33, 10587 Berlin, +49 (0) 30 314-23297, werner@er.tu-berlin.de, www.er.tu-berlin.de

welches sich an den CO₂-Preisen der MCC-PIK-Expertise zur CO₂-Preisreform [7] orientiert und (3) ein ambitioniertes PolitikszENARIO, bei dem der CO₂-Preis so hoch ist, dass sich neuere EE Anlagen ohne eine zusätzliche finanzielle Förderung über den Day-ahead-Markt refinanzieren können.

Ergebnisse

In der Validierung des Strommarktmodells anhand historischer Daten wird eine hohe Prognosegüte der stündlichen Day-Ahead Börsenstrompreise für Deutschland erreicht. Ebenfalls zeigt sich eine verbesserte Abbildung von historischen negativen Extremwerten im Vergleich zu methodisch ähnlichen Strommarktmodellen (vgl. [8, S 11-13]) . Die Höhe der Vergütungszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen und die EEG-Umlage weichen ebenfalls nur gering von den historisch beobachteten ab. Im New Policies-Szenario steigt der mittlere Modellstrompreis unter anderem aufgrund gestiegener Grenzkosten bei der Stromproduktion aus Kohle, welche in vielen Stunden des Jahres an der Börse preissetzend ist, stark an. Dies führt zu einem Anstieg der Vermarktungserlöse von Strom aus EE und einem Absinken der resultierenden Vergütungszahlungen. In Folge dessen sinkt die EEG-Umlage bei einer als gleichbleibend angenommenen Struktur der Stromnachfrage. Dieser Trend setzt sich auch im ambitionierten PolitikszENARIO fort. Durch den starken CO₂-Preisanstieg kommt es zu einer Änderung der Einsatzreihenfolge in der Merit-Order, sodass neuere Gas- und Dampfturbinenkraftwerke ihren Strom aufgrund geringerer spezifischer Emissionen zu Grenzkosten unterhalb derjenigen von Kohlekraftwerken anbieten können. Obwohl dies den Strompreisanstieg leicht dämpft, steigt dieser im Mittel verglichen mit dem New Policies-Szenario weiter an und senkt dadurch die EEG-Umlage.

Während die EEG-Umlage mit zunehmendem CO₂-Preis stark abzunehmen scheint, steigt der mittlere Börsenstrompreis an. Dies wirkt sich unterschiedlich auf Haushalte und Industrie aus, da für diese andere Strompreiszusammensetzungen maßgeblich sind. Der Teil der Industrie, welcher Strom zu Börsenpreisen bezieht und von der EEG-Umlage befreit ist, würde einen starken Stromkostenanstieg verzeichnen. Für Haushalte, welche Strom von einem Stromlieferanten erhalten, ist der Stromkosteneffekt schwieriger zu quantifizieren und eine Tendenz nicht eindeutig bestimmbar. Zwar profitieren sie von der gesunkenen EEG-Umlage, jedoch könnte dies durch einen Anstieg der vom Lieferanten durchgereichten Energiebeschaffungskosten überkompensiert werden. Daher sollte eine weitergehende volkswirtschaftliche Analyse von Verteilungseffekten Teil einer umfangreicheren Betrachtung einer CO₂-Preisänderung im Stromsektor sein.

Referenzen

- [1] BMU, „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Berlin, Nov. 2016.
- [2] Öko-Institut, „EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen“, Berlin, Juni 2013.
- [3] enervis energy advisors GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024“, Berlin, Okt. 2019.
- [4] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, und G. Plessmann, „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling“, Energy Strategy Rev., Bd. 22, S. 16–25, Nov. 2018.
- [5] r2b energy consulting GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022“, Köln, Okt. 2017.
- [6] M. Klobasa u. a., „Nutzenwirkung der Marktprämie im Rahmen des Projektes Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S1/2013“, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2013.
- [7] O. Edenhofer, C. Flachsland, M. Kalkuhl, B. Knopf, und M. Pahle, „Optionen für eine CO₂-Preisreform, Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung“, Wiesbaden, Apr. 2019.
- [8] P. Beran, C. Pape, und C. Weber, „Modelling German Electricity Wholesale Spot Prices with a Parsimonious Fundamental Model Validation & Application“, SSRN Electron. J., 2018.