

# ANALYSE DER ZUKÜNFTIGEN ENTWICKLUNG VON NEGATIVEN PREISEN AM STROMMARKT

Michael HÄNDEL<sup>1</sup>

## Inhalt

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist mit einem weiteren Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE) zu rechnen. Bedingt durch diesen Ausbau kommt es jedoch zunehmend zu Situationen eines hohen Angebotes an EE am Strommarkt, welches in Abhängigkeit der Marktregeln zu negativen Marktpreisen führen kann. Die Hauptursache für das Auftreten von negativen Preisen ist dabei dem Verhalten von Anlagenbetreibern zuzuschreiben, falls diese es für ökonomisch vorteilhafter halten negative Strompreise in Kauf zu nehmen, um anderweitige Mehrkosten wie beispielsweise Anfahrkosten bei konventionellen Anlagen zu vermeiden oder den Förderanspruch von EE-Anlagen aufrecht zu erhalten.

Im Zusammenhang mit der Einführung des §24 EEG in Deutschland gewinnen Erkenntnisse über die zukünftige Entwicklung negativer Preise bei Investitionsentscheidungen zunehmend an Bedeutung. Denn der §24 EEG ändert für viele zukünftige Neuanlagen die Erlöspotentiale, die durch die EEG-Förderung in Abhängigkeit vom Auftreten von negativen Marktpreisen erzielt werden können; so entfällt für §24 EEG betroffene Anlagen die Marktprämie für einen Stundenblock mit negativen Preise falls dieser länger ist als 5 Stunden. Entscheidungshilfen zur Abschätzung der Auswirkungen dieser Änderung der EEG-Förderung sind daher erforderlich.

In diesem Beitrag wird eine Entscheidungshilfe vorgestellt, die es ermöglicht, die zukünftige Entwicklung des Auftretens negativer Preise und ihrer Auswirkungen auf den §24 EEG zu untersuchen. Dazu wird eine Methodik entwickelt, die die zukünftige Entwicklung negativer Preise abbilden und näher untersuchen kann. Die Auswahl und Beschränkung auf wenige wichtige Parameter sorgt dafür, dass die Komplexität beherrschbar bleibt, aber zugleich eine realistische Abbildung der zukünftigen Entwicklung ermöglicht wird. Neben der Vorstellung der Methodik werden auch Ergebnisse einer Analyse mittels dieser Methodik zur zukünftigen Entwicklung negativer Preise bis 2035 vorgestellt.

## Methodik

Zur Abschätzung der Entwicklung von negativen Preisen am Strommarkt werden Szenarien einer möglichen Entwicklung mittels einer Residuallastanalyse untersucht. Bei der Residuallastanalyse werden jährliche Profile in stündlicher Auflösung für die Stromerzeugung denjenigen für die Stromnachfrage gegenübergestellt und somit Stromüberschussstunden bestimmt. Das Auftreten von Überschussstrommengen wird dabei als Indikator für das Auftreten von negativen Preisen interpretiert. Der Überschuss bestimmt damit auch die erforderliche abzuregelnde Energiemenge, um negative Preise zu verhindern.

Als Eingangsdaten der Residuallastanalyse werden historische Zeitreihen der letzten Jahre für die Last, und die fluktuierender Erzeuger wie Wind-Onshore, Wind-Offshore und PV verwendet. Mittels einer linearen Skalierung auf die zukünftigen installierten Leistungen bzw. Nachfrage werden die zukünftige jährlichen EE-Einspeise- und Nachfrageprofile bestimmt. Durch die Verwendung mehrerer Wetterjahre bei der Analyse kann eine realistische Bandbreite für das Auftreten negativer Preise bestimmt werden. Um auch den zukünftigen Anlagenbestand und eine damit verbundenen Änderung der Einspeisecharakteristik zu berücksichtigen, wird zusätzlich zu den historischen Wetterjahren ein auf den zukünftigen Anlagenbestand moduliertes Einspeiseprofil in die Analysen miteingeschlossen.

Neben dem auf der installierten Leistung basierendem Stromangebot und der allgemeinen Stromnachfrage spielt bei der Preisbildung auch die mögliche Flexibilität des Energiesystems eine entscheidende Rolle.

---

<sup>1</sup> Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe, Tel.: +49 721 6809-676, [michael.haendel@isi.fraunhofer.de](mailto:michael.haendel@isi.fraunhofer.de), [www.isi.fraunhofer.de](http://www.isi.fraunhofer.de)

Um diese abzubilden wird als Parameter ein sogenannter Inflexibilitätssockel verwendet, der für die Menge an Erzeugung steht, die nicht auf einen negativen Marktpreis in der Höhe bis zur negativen Marktpremie reagiert. Der Inflexibilitätssockel fasst dabei mehrere Einflussfaktoren zusammen; so beinhaltet der Inflexibilitätssockel sowohl den Must-Run-Sockel zur Bereitstellung erforderlicher Systemdienstleistungen, die Import- und Exportkapazitäten über die Landesgrenzen hinweg als auch den potentiellen Beitrag von Flexibilitätsoptionen und neuen Verbrauchern zur Systemstabilisierung. Für eine realistische Festlegung des Inflexibilitätssockels wird eine Kalibrierung mittels historischer Daten vorgenommen, sowie Sensitivitäten bei der Analyse berücksichtigt.

Um detailliertere Untersuchungen wie Fragestellungen zum §24 EEG besser beantworten zu können, verfügt die Residuallastanalyse zudem über eine Möglichkeit stufenweise Energiemengen der Nachfrage gegenüber zu stellen. Dazu werden jeder Stufe einzelne Mengen an installierten Leistungen zugeordnet, um entsprechend für jede Stufe passende EE-Einspeiseprofile zu erzeugen. Diese Aufteilung erlaubt es dann eine Abregelungsreihenfolgen zwischen den unterschiedlichen EE-Erzeugern festzulegen als auch Anlagenportfolios verschiedenen Alters zu berücksichtigen.

## Ergebnisse

Die Analyse der zukünftigen Entwicklung von negativen Preisen greift auf ein Szenario zurück, dass die Ziele der deutschen Energiewende berücksichtigt. Die Entwicklung des EE-Ausbaus basiert dabei bis 2025 auf dem EEG-Ausbaukorridor und dem Netzentwicklungsplan und bis 2035 auf dem EEG-Ziel einen EE-Anteil von 55-60% an der Bruttostromerzeugung zu haben.

Historisch betrachtet traten in den letzten Jahren nur vereinzelt Stundenkontrakte mit negativen Preisen auf, die zudem überwiegend in Verbindung mit einer hohen Windeinspeisung standen. Für die zukünftige Entwicklung zeigt die Residuallastanalyse jedoch, dass insbesondere bis 2025 mit einem Anstieg an Stunden mit negativen Marktpreisen bedingt durch den weiteren EE-Ausbau zu rechnen ist (Abbildung 1). Dabei ist das Auftreten von Stromüberschuss in der Zukunft vorwiegend geprägt durch das gleichzeitige Auftreten einer hohen Wind- als auch PV-Einspeisung. Für 2035 bedeutet dies beispielsweise, dass ungefähr 5 TWh (3 GW Inflexibilitätssockel) abgeriegelt werden muss, um negative Preise zu verhindern. Die gesamte Analyse zeigt jedoch deutlich, dass die zukünftige Entwicklung stark abhängig vom Wetterjahr und der zukünftigen Anpassungsfähigkeit des Systems ist.

Die Analyse zeigt auch, dass sich die Entwicklung der Anzahl an §24 EEG-relevanter Stunden weitestgehend analog zur Entwicklung der Gesamtanzahl an negativen Stundenkontrakten verhält. Basierend auf der jährlich abzuregelnden Energiemenge steigt der Erlösausfall mit der Zeit leicht an und beträgt im Jahr 2035 durchschnittlich ungefähr 3%. Unter ungünstigen Rahmenbedingungen kann dieser Wert jedoch auch auf 9% ansteigen und zu einem größeren Erlösausfall führen.

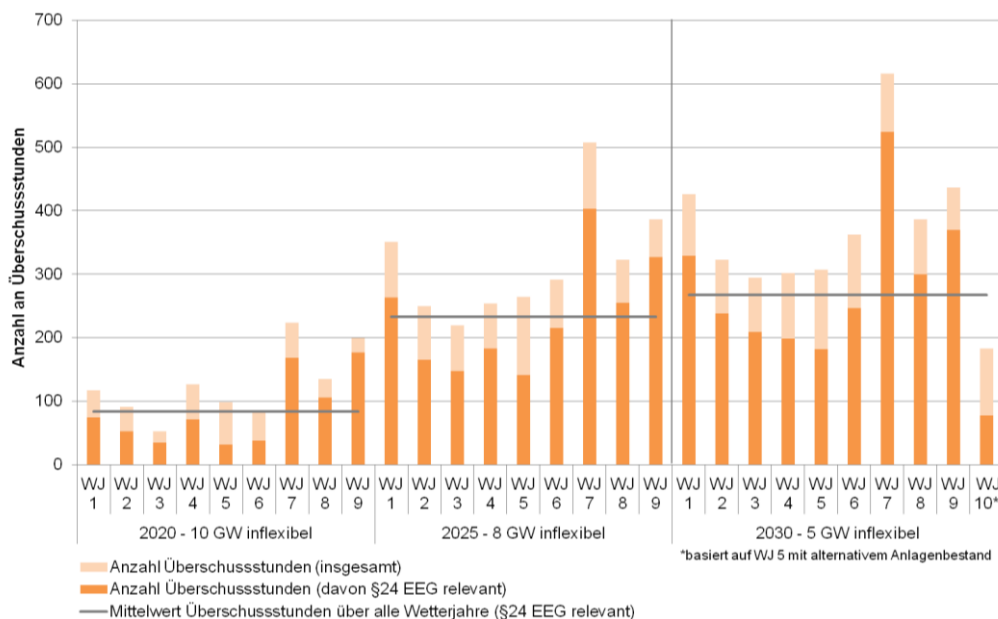


Abbildung 1: Mögliche Entwicklung der Anzahl an Stunden mit negativen Preisen.