



100% bis 2035: Dem klimaneutralen Stromsystem den Weg bereiten – Regulierungsrahmen und Finanzierung Erneuerbarer Energien

Policy Briefing basierend auf einer Studie von Aurora Energy Research für den WWF

I. Hintergrund: Projektbeschreibung und Inhalt

Aurora Energy Research wurde vom World Wide Fund for Nature (WWF) beauftragt, eine Studie zur Förderung und Refinanzierung von Erneuerbaren Energien auf dem Weg in ein klimaneutrales Stromsystem zu verfassen. Konkret beantwortet die Analyse die folgenden Fragestellungen:

- Welche Herausforderungen bestehen, um das Zielbild des klimaneutralen Stromsystems in 2035 zu erreichen und welche Regulierungs- und Förderbedarfe ergeben sich daraus?
- Welche Förder- und Regulierungsmaßnahmen stehen der Politik zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien zur Verfügung?
- Wie kann sichergestellt werden, dass parallel zu staatlichen Fördermechanismen auch Anreize für einen marktbasierten Ausbau von Erneuerbaren bestehen?
- Welche Einflüsse und Wechselwirkungen ergeben sich aus (indirekten) Förderinstrumenten wie der CO₂-Bepreisung oder einer Strompreisentlastung für die Industrie?
- Welche konkreten politischen Handlungsempfehlungen lassen sich ableiten und wie kann ein Fahrplan für deren Umsetzung aussehen?

II. Kernaussagen

- 1. Die Transformation zu einem klimaneutralen Stromsystem bis 2035 wird nicht vollständig marktgetrieben gelingen. Um die Klimaneutralitätsziele zu erreichen, ist es somit auch nach einem vollendeten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 nötig, den Zubau durch staatliche Förderung sicherzustellen.**

Zentraler Hebel für die Transformation des Stromsektors ist eine Beschleunigung des Ausbaus von Wind- und Solarkraft. Im Net Zero Szenario von Aurora Energy Research verdreifacht sich die installierte Kapazität dieser Energieträger bis 2035¹.

Gemäß §1a Abs. 3 EEG legt die Bundesregierung bis zum 31.03.2024 einen Vorschlag vor, wie die Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien nach Vollendung des Kohleausstiegs erfolgen soll. Der Kohleausstieg ist im Rheinischen Revier bereits für 2030 vereinbart und wird auch bundesweit bis 2030 angestrebt. Im Koalitionsvertrag hat die aktuelle Bundesregierung vereinbart, „mit der Vollendung des Kohleausstieges [...] die Förderung der Erneuerbaren Energien auslaufen [zu] lassen.“ Die Ergebnisse unserer Strommarktmodellierung zeigen jedoch, dass die starke Zunahme von Wind- und Solarstrom verbunden mit einer hohen zeitlichen Korrelation der Erzeugungsprofile² bis zum Jahr 2035 zu einem Absinken der Marktwerte auf ein Niveau unterhalb der Stromgestehungskosten führt. Das ist ein Indikator dafür, dass der erforderliche Zubau der Solar- und Windkraftanlagen in der geplanten Geschwindigkeit nicht rein marktgetrieben erreicht werden kann, sondern zumindest auf dem Weg zu einem weitgehend klimaneutralen Strommarkt 2035 weiterhin staatliche Förderung notwendig ist.

Im Umkehrschluss bedeuten die Ergebnisse jedoch nicht, dass kein Projekt ohne Förderung realisierbar ist. Erstens basiert die Modellierung auf Durchschnittswerten. An attraktiven Standorten oder bei großen

¹ Das Net Zero Szenario ist ein Strommarktszenario, in dem die Dekarbonisierungsziele aus dem Klimaschutzgesetz erreicht werden. Die szenariobasierten Strommarktprognosen von Aurora Energy Research dienen Investoren im Energiesektor als Grundlage um strategische Entscheidungen zu treffen.

² Durch die zeitliche Korrelation speisen große Mengen Erneuerbare Erzeuger zur gleichen Zeit ein, was aufgrund der geringen Grenzkosten zu niedrigeren Erlösen für diese Anlagen in vielen Stunden und damit zu niedrigeren Marktwerten führt.

Projekten mit signifikanten Skaleneffekten können die erzielten Marktwerte die Gesteungskosten übersteigen. Zweitens ist es möglich, dass die Zahlungsbereitschaft einiger Abnehmer über den Marktwerten liegt (z.B. wegen eines hohen Dekarbonisierungsdrucks), sodass eine Finanzierung durch Stromabnahmeverträge (PPAs) möglich ist.

Außerdem erwarten wir langfristig, etwa 2045, dass immer mehr Erneuerbare über die marktliche Route ausgebaut werden können: mit mehr Speichern im System, flexibler Last und ausschließlich Wasserstoffkraftwerken im deutschen und europäischen Stromsystem steigen Marktwerte wieder an, während die Gesteungskosten weiter fallen.

2. Bei einer Umstellung des bestehenden Fördermechanismus auf Differenzkontrakte (CfDs) müssen Anreize zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien erhalten werden – etwa durch Einführung von sogenannten Financial CfDs

Als Folge der EU-Strommarktreform wird das derzeit in Deutschland bestehende einseitige Marktprämienmodell zur Förderung von Erneuerbaren Energien angepasst werden müssen: Die Reform sieht eine Erlösabschöpfung vor. Als Ergebnis des Trilogs gelten zweiseitige Differenzkontrakte (*Contract for Difference, CfD*) als das präferierte Förderinstrument.

Bisher eingeführte CfD-Fördersysteme, bei denen die Zahlungen anhand der anlagenspezifischen Erzeugung bemessen werden, führen zu Fehlanreizen, die der Marktintegration von Erneuerbaren Energien entgegenstehen. So können konventionelle CfDs auch bei negativen Preisen die Stromproduktion anregen. Um den Übergang zu einem subventionsfreien Stromsystem zu erleichtern, sollten CfDs aber so gestaltet werden, dass der Anreiz zur optimalen Integration in den Strommarkt weitgehend erhalten bleibt. Dies kann konkret erreicht werden, wenn Projektentwickler z.B. einen Anreiz haben, Anlagen an Standorten zu bauen, die eine Erzeugung in Stunden mit knapper Stromproduktion (und hohen Marktpreisen) versprechen, anstatt den Standort lediglich anhand des Gesamterzeugungspotenzials auszuwählen.

- Eine Möglichkeit sind sogenannte finanzielle CfDs, bei denen die Förderzahlungen vollständig von der anlagenspezifischen Erzeugung entkoppelt sind³. Mit diesem Instrument erhält ein Erzeuger fortlaufend eine durch Auktionen ermittelte kapazitätsbasierte Zahlung, muss aber stündlich Zahlungen in Höhe der Erlöse einer Referenzanlage an den Staat abführen. Werden bei negativen Strompreisen Erlöse von 0€ für die Referenzanlage angenommen, entstünde somit auch ein Anreiz, die Produktion in Stunden mit negativen Preisen einzustellen. Da Mehreinnahmen durch eine Abweichung des anlagenspezifischen Produktionsprofils vom Profil der Referenzanlage einbehalten werden können, entsteht zusätzlich ein Anreiz, systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen zu treffen (z.B. Anlagenstandort).

3. Fördersysteme sollten so ausgestaltet werden, dass Anreize zum Abschluss privatwirtschaftlicher Stromabnahmeverträge (PPAs) möglichst erhalten bleiben

Staatliche Fördermechanismen wie CfDs für Erneuerbare Energien verringern den Anreiz für Entwickler, PPAs abzuschließen, da sie die Funktion der Risikoabsicherung übernehmen. Trotzdem können CfD-Fördersysteme so ausgestaltet werden, dass sie besser mit PPAs kompatibel sind. In einem CfD-Fördersystem ist, anders als in einem Marktprämienmodell, ein flexibler Wechsel zwischen CfD und PPA nicht möglich, da sonst die Erlösabschöpfung des CfD in Phasen hoher Preise umgangen werden könnte.

³ Finanzielle CfDs werden u.a. in einem Diskussionspapier von Ingmar Schlecht, Lion Hirth und Christoph Maurer vorgeschlagen. Siehe hier: <https://www.econstor.eu/handle/10419/267597>.

Allerdings reizen CfDs, im Vergleich zur Marktprämie, damit ausschließlich langfristige PPAs an, da Entwickler sich zwischen den Instrumenten für eine Absicherung entscheiden müssen, um eine effektive Risikoabsicherung und Finanzierung zu erzielen. Um die Vereinbarkeit von CfDs und PPAs zu erhöhen, sollte daneben:

- ➔ Projektentwicklern die Möglichkeit eingeräumt werden, nur einen Teil der Anlagenkapazität über ein CfD fördern zu lassen, um den anderen Teil über einen PPA vermarkten zu können.

4. Der Markt für Grünstrom in Deutschland wird bis zum Jahr 2030 untermittelt sein. Instrumente für einen privatwirtschaftlich getriebenen Ausbau der Erneuerbaren Energien sollten gestärkt werden.

PPAs und grüne Herkunftsnachweise (HKN) sind bewährte marktwirtschaftliche Instrumente für die Preisung von Grünstrom. Die Sicherheit, die PPAs gewähren, erleichtert Zugang zu Kreditgebern für Projektentwickler und senkt die Stromgestehungskosten für subventionsfreie Erneuerbare Energien, und ermöglicht damit die Realisierung von weiteren Erneuerbaren-Projekten. Das Instrument der PPAs kann u.a. gestärkt werden durch:

- ➔ Staatliche Garantien für die Übernahme des Kreditausfallrisikos. So könnten die Finanzierungskosten für Erzeuger gesenkt werden. Gleichzeitig würde dadurch auch kleineren Unternehmen der Zugang zur direkten Grünstrombeschaffung mit PPAs erleichtert und somit die Rolle von Unternehmen als handelnde Akteure in der Energiewende gestärkt.
- ➔ Kapitalkostenzuschüsse für PPA-Projekte, die zu einer geringeren Verschuldung beitragen, so dass mehr Projekte durch Finanzierer realisiert werden können.

Im Verbund mit PPAs können HKN eine zusätzliche Ausbaudynamik entfalten, wobei es auf die Wertkomponenten Additionalität, Regionalität und zeitliche Granularität ankommt. Erwartungen an höhere Preise von HKN für bestimmte Standorte oder Technologien können deshalb den marktgetriebenen Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigen. Eine höhere zeitliche Granularität von Herkunftsnachweisen kann die Marktintegration von Erneuerbaren weiter steigern, zum Beispiel durch einen zusätzlichen Anreiz Anlagen so auszurichten, dass sie unkorreliert mit anderen Erneuerbaren Energien erzeugen, da in diesen Stunden der Preis für HKN niedriger sein wird. Eine Umstellung auf stundenscharfe HKN sollte jedoch mit ausreichender Vorlaufzeit erfolgen und ausschließlich kombiniert mit der Berücksichtigung geographischer Korrelation. Auch in einem vollständig auf Erneuerbaren basierenden System könnten HKN ihren Wert behalten, indem sie zum Beispiel ausweisen, welche Projekte keiner staatlichen Förderung unterliegen.



Abbildung 1: Fahrplan zur Umsetzung politischer Maßnahmen für die Erreichung eines klimaneutralen Stromsystems 2035