HAMBURG INSTITUT

sustainable strategies

Ökostrommarkt 2025

Wie eine intelligente Steuerung des Ökostrommarktes die Energiewende beschleunigt

Hamburg, 28.01.2019

Christian Maaß, Robert Werner, Sönke Häseler, Juliane Mundt, Jannik Güldenberg

Im Auftrag von LichtBlick SE

Inhalt

A. Einleitung: Die neue Rolle des Ökostrommarkts in der Energiewende 1

B. Entwicklung und Grenzen des freiwilligen Ökostrommarkts 4

C. Die Potenziale des freiwilligen Ökostrommarktes für die Energiewende 11

D. Die Verknüpfung des freiwilligen Ökostrommarkts mit der Energiewende 15

E. Der Paradigmenwechsel auf der Angebotsseite des Ökostrommarktes 17

E.1 Neue Erlösquellen für Erneuerbare Energien - Überblick 18

E.2 Geförderte Erneuerbare Energien im Ökostrommarkt 19

E.3 Mehr Markterlöse durch höhere CO_2-Preise im Stromsektor 23

E.4 Effizientere Förderung und Marktintegration durch Investitionsförderung 27

E.5 Zusätzlicher EE-Ausbau durch geänderte Ausschreibungen 32

F. Die Nachfrage stärken 36

F.1 Nachfrage bei Privatkunden 36

F.2 Nachfrage bei Unternehmen 40

F.2.1 CO_2-Bilanzierung für Unternehmen 42

F.2.2 Power Purchase Agreements (PPAs) 44

F.3 Nachfrage öffentlicher Einrichtungen 49

F.3.1 Beschaffung öffentlicher Einrichtungen 50

F.3.2 CO_2-Bilanzierung für öffentliche Einrichtungen 52

F.4 Sektorenkopplung 53

F.4.1 Mobilität 54

F.4.2 Wärme 57

G. Die Rahmenbedingungen des Ökostromhandels verbessern 62

G.1 Vertrauen in das Herkunftsnachweissystem stärken 63

G.2 Marktbasierte Strombilanzierung 66

G.3 Zunahme des Anteils kleiner Anlagengrößen 67

G.4 Zunahme der Qualitätsmerkmale von HKN 68

G.5 Reform der Stromkennzeichnung 69

H. Zusammenfassung 71

I. Abbildungsverzeichnis 75

J. Tabellenverzeichnis 76

K. Literaturverzeichnis 77

A. Einleitung: Die neue Rolle des Ökostrommarkts in der Energiewende

Die Energiewirtschaft erlebt seit rund zwei Jahrzehnten tektonische Verschiebungen, deren Dimensionen erst in der Rückschau deutlich werden. Als der Strommarkt Ende der 1990er liberalisiert wurde, war die Stromerzeugung mit Wind-, Solar- und Biomasseanlagen eine Nische, die von den etablierten Energieversorgern nicht ernst genommen wurde – heute stehen die Erneuerbaren Energien davor, die Kohle als wichtigsten Energieträger bei der Stromerzeugung abzulösen. Ökostromanbieter wie LichtBlick bedienten damals einen kleinen Nischenmarkt – heute gehört der freiwillige Kauf von Ökostrom durch Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden und dessen Lieferung durch Stromversorger („freiwilliger Ökostrommarkt“, im Folgenden fÖM) zur Normalität für die allermeisten Energieversorgungsunternehmen.

Das Wachstum der Erneuerbaren Energien in Deutschland und der freiwillige Ökostrommarkt verlaufen bislang jedoch weitgehend in getrennten Welten. Während das Wachstum der erneuerbaren Energieerzeugung ganz maßgeblich auf der gesetzlichen Förderung durch das EEG beruht, kann der in diesen EEG-geförderten Anlagen erzeugte Strom bislang nicht als Grünstrom im freiwilligen Ökostrommarkt an Endkunden geliefert werden. Diese scharfe Trennung zwischen dem EEG und dem fÖM gerät von zwei Seiten zunehmend unter Druck. Aus der Politik wird immer häufiger gefordert, dass sich die Erneuerbaren Energien zukünftig stärker über den Markt finanzieren sollen und die Höhe der EEG-Förderung abnehmen soll. Dies geht mit einem veränderten Selbstverständnis der Akteure im Ökostrom-Sektor einher: Die Ökostrombranche will mehr Verantwortung für das Funktionieren des gesamten Energiesystems und dessen weitere Dekarbonisierung übernehmen. Durch rasant sinkende Kosten zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität, neue Vermarktungsformen wie Power Purchase Agreements (PPA)s, wachsende Nachfrage durch Corporate Social Responsibility (CSR) sowie den Wandeln von Konsumenten zu Prosumern entstehen zugleich neue Optionen für die Vermarktung von Grünstrom.

In dieser Studie geht es darum, die Konsequenzen aus diesen veränderten Rahmenbedingungen für den Ökostrommarkt zu beschreiben. Der Ökostrommarkt ist erwachsen geworden und soll eine neue, tragende Rolle für den Erfolg der Energiewende übernehmen. Diese Studie sucht die neue Rolle des Ökostrommarktes und beschreibt die Veränderungen, die zur Realisierung dieser Potenziale angestoßen werden müssen.

Unsere Ausgangsthese lautet: Mit verbesserten Rahmenbedingungen kann der fÖM einen deutlich größeren Beitrag zur Energiewende leisten als bisher. Hieraus ergibt sich unsere Leitfrage: Wie kann der freiwillige Ökostrommarkt zu einem noch dynamischeren Energiewende-Beschleuniger entwickelt werden? Dabei sind sowohl der übergeordneten Regelungsrahmen, als auch die Nachfrageseite, die Angebotsseite und der Marktmechanismus in den Blick zu nehmen.

Abbildung 1: **Schematische Darstellung des Regelungsrahmens für einen Ökostrommarkt mit Effekt für die Energiewende**

Damit der freiwillige Ökostrommarkt mittelfristig zu einer tragenden Säule der Energiewende wird, bedarf es Anpassungen der Rahmenbedingungen auf den verschiedenen Ebenen Nachfrage, Angebot und Marktmechanismus. Dabei gehen wir von folgenden Thesen aus:

- Auf der **Angebotsseite** können verbesserte Rahmenbedingungen dafür sorgen, dass die Erneuerbaren Energien künftig durch den Markt und weniger aus der EEG-Umlage finanziert werden und die Integration in den Strommarkt besser gelingt. Um den Übergang von einer EEG-gesteuerten Stromwende zu einer stärker von den Stromkunden getriebenen Energiewende zu gestalten, bedarf es eines Instrumentenmixes. Dieser schließt eine CO_2-Bepreisung, eine Umstellung des EEG auf Investitionsförderung, ein geändertes EEG-Ausschreibungsdesign sowie Herkunftsnachweise für neue EEG-geförderte Anlagen ein.

- Die kundenseitige **Nachfrage** ist der Treiber des stetigen Wachstums des fÖM. Dieses Potenzial gilt es für die Energiewende zu nutzen. Ein verstärkter Umstieg auf Ökostrom durch Unternehmen, Privatkunden und öffentliche Hand sowie bei der begonnenen Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeversorgung können die Energiewende vorantreiben. Hierzu bedarf es jedoch Anpassungen des teils kontraproduktiven Regelungsrahmens. Wichtig ist dabei auch: Der Kauf von Ökostrom sollte künftig zu einem zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland führen.

- Der **Marktmechanismus** muss weiter optimiert werden. Damit ist nicht nur die reibungslose und korrekte technische Abwicklung der erforderlichen Transaktionen am Markt erforderlich, sondern auch die Stärkung des Verbrauchervertrauens in die Mechanismen des Marktes.

Bei der Entwicklung der neuen Rolle des Ökostrommarkts im Rahmen dieser Studie gehen wir wie folgt vor:

Zunächst betrachten wir die bisherige Entwicklung des Ökostrommarktes (unten Kapitel B.) und beschreiben dabei sowohl die veränderten Aufgaben als auch die Zukunftspotenziale des freiwilligen Ökostrommarktes (C.). Im Anschluss skizzieren wir, wie die neue Rolle des Ökostrommarktes zukünftig aussehen kann (D.), um sodann jeweils die Potenziale und nötigen Veränderungen auf der Angebotsseite (E.) und der Nachfrageseite (F.) zu analysieren. Schlussendlich wird untersucht, welche zentrale Rolle dabei der fundamentale Marktmechanismus der Herkunftsnachweise einnimmt und wie dieser weiter gestärkt werden kann (G.).

B. Entwicklung und Grenzen des freiwilligen Ökostrommarkts

Der freiwillige Ökostrommarkt ist parallel mit der durch die EU initiierten Liberalisierung der Strommärkte Ende der 1990er entstanden. Erst durch die Abschaffung der Gebietsmonopole und die Einführung der Möglichkeit für Kunden, ihren Stromanbieter frei auszuwählen, ist ein Markt für unterschiedliche Stromprodukte sowie ein Wettbewerb zwischen preislich und energiewirtschaftlich unterschiedlich positionierten Versorgern entstanden.[1] Der freiwillige Ökostrommarkt war ein Pionier der Energiewende: Noch bevor das EEG im Jahr 2000 beschlossen wurde, zielte er darauf, den Kunden eine Alternative zu Atom- und Kohlestrom zu bieten und das Wachstum der Erneuerbaren Energien zu beschleunigen.

Wie funktioniert der Handel mit Ökostrom?

Der freiwillige Ökostrommarkt deckt die Nachfrage nach möglichst umweltfreundlich erzeugtem Strom. Die Lieferung von Strom aus einer speziellen Erneuerbaren-Energien-Anlage an ganz bestimmte Verbraucher ist jedoch nicht so einfach nachzuvollziehen wie z.B. bei Bio-Lebensmitteln oder anderen physisch greifbaren Produkten: Anders als bei physischen Produkten lässt sich der Weg des Stroms aus einem Kraftwerk nämlich nicht beliebig in Richtung eines bestimmten Konsumenten steuern oder nachverfolgen – der Strom sucht sich in dem weit verzweigten Stromnetz vielmehr selbst seinen Weg zum jeweils nächstgelegenen Ort der Nachfrage.

Die Lieferung von Strom zwischen Erzeuger, Händlern und Kunden erfolgt daher nicht durch direkte Übergabe einer Ware von einem zum anderen, sondern über einen Pool: dem gemeinsamen Stromnetz, in den alle Erzeuger einspeisen und aus dem alle Kunden Strom entnehmen. Damit alle Kunden sicher mit Strom versorgt werden, muss jeder Stromanbieter dafür zu sorgen, dass jederzeit so viel Strom in das Netz eingespeist wird, wie seine Endkunden verbrauchen (Pflicht zum Ausgleich der Bilanzkreise). In der Summe ist damit die verkaufte und erzeugte Strommenge aller Anbieter immer so groß wie der Verbrauch aller Stromkunden – und jeder Anbieter hat seine Kunden beliefert, obwohl der von ihm eingekaufte Strom rein physikalisch ganz woanders verbraucht wurde .

Damit die Verbraucher dennoch Einfluss auf die Art und Weise der Erzeugung der von ihnen verbrauchten Strommenge nehmen können, hat der Gesetzgeber ein rechtliches System zur Zuordnung von Stromeigenschaften mittels Herkunftsnachweisen (HKN) geschaffen. Dieses funktioniert unabhängig von dem nicht nachzuvollziehenden physikalischen Weg des Stroms

[1] Für einen geschichtlichen Abriss der Liberalisierung der Strommärkte siehe *Becker*, Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne, 2011; zur Entwicklung des Ökostrommarktes in Deutschland *Werner/Maaß/Häseler*, Weiterentwicklung des freiwilligen Ökostrommarktes, 2013, S. 49.

und auch grundsätzlich unabhängig von den Lieferverträgen für Strom, die zwischen Erzeugern, Händlern und Kunden abgeschlossen werden.[2]

Mit den Herkunftsnachweisen (HKN) hat der europäische Gesetzgeber ein sicheres System geschaffen, um die „grüne Eigenschaft" von Strom aus erneuerbaren Energien den Anlagenbetreibern als Eigentümern zuordnen zu können und eine mehrfache Vermarktung dieser Eigenschaft zu verhindern. Den Grünstrom-Erzeugern wird ermöglicht, durch den Verkauf der Herkunftsnachweise an Stromvertriebe zusätzliche Erträge zu erwirtschaften – wodurch sich Investitionen in solche Anlagen eher rentieren. Die Stromvertriebe werden wiederum in die Lage versetzt, ihren Kunden reine Ökostromprodukte anzubieten. Die Kunden erhalten wiederum die Sicherheit, dass jede in das Netz eingespeiste MWh Grünstrom nur ein einziges Mal vermarktet wird und damit der Grünstrom einzelnen Stromlieferanten und ihren Kunden sicher zugeordnet werden kann.

Diese Zuordnung der Grünstromeigenschaft gegenüber einzelnen Verbrauchern erfolgt durch die Stromkennzeichnung. Jeder Stromanbieter muss auf seinen Stromrechnungen darstellen, aus welchen Energiequellen der von ihm verkaufte Strom erzeugt wurde. Strom aus erneuerbaren Energien darf nur dann als solcher vermarktet werden, wenn der Stromanbieter die Herkunft des Stroms durch eine entsprechende Menge Herkunftsnachweise belegen kann.

In Deutschland wird das europäische System der Herkunftsnachweise durch eine spezielle gesetzliche Regelung zur Stromkennzeichnung in §78 EEG überlagert: Danach dürfen EEG-geförderte Anlagen keine HKN produzieren und können daher ihren erzeugten Strom nicht über den fÖM vermarkten, sondern müssen ihn als Graustrom verkaufen.[3] Die „grüne Eigenschaft" des Stroms aus EEG-geförderten Erzeugungsanlagen wird nach den derzeitigen Regeln des EEG im Rahmen der Stromkennzeichnung der Versorger analog zur Höhe der von ihren Kunden gezahlten EEG Umlage verteilt und ausgewiesen.[4] Dies hat zur Folge, dass mittlerweile nahezu jeder Privatkunden-Stromvertrieb in Deutschland in seiner Stromkennzeichnung einen Anteil von über 50% „Erneuerbare Energien, finanziert aus der

[2] Dies ist häufig der Ansatzpunkt von Kritik am Ökostrommarkt, jedoch letztlich zwingend, weil auch das Bestehen von Stromlieferverträgen zwischen Anlagenbetreibern und Stromvertrieben keine Garantie für die Herkunft des an Endkunden gelieferten Stroms liefern kann (siehe näher unten Kapitel G.).

[3] Einige Stromvertriebe versuchen, über das Pooling von Strom in „rein grünen" Bilanzkreisen gegenüber Kunden eine Konnexität zwischen dem ihnen gelieferten Strom und EEG-geförderten Anlagen herzustellen (vgl. *Maaß* u.a., Theoretische Fundierung der regionalen Grünstromvermarktung in Deutschland, 2017, S. 14). In der Stromkennzeichnung kann dieser Strom jedoch nicht als „Strom aus Erneuerbaren Energien" gekennzeichnet werden. Entsprechende Modelle werden, auch aufgrund ihrer fraglichen rechtlichen Zulässigkeit, hier nicht näher betrachtet. Es steht in Frage, ob Versorger den Eindruck erwecken dürfen, Grünstrom zu liefern, und gleichzeitig in der Stromkennzeichnung darzulegen, dass es sich nicht um Strom aus „Erneuerbaren Energien" handelt. Vgl. zum ähnlichen Problem bei Regionalnachweisen *Lehnert u.a.*, Wettbewerbsrecht bei Regionalstromproduktion, 2018.

[4] Siehe hierzu näher z.B. *Agora Energiewende / Hamburg Institut*, Wie kommt Ökostrom zum Verbraucher?, 2015.

EEG-Umlage“ in seinem Strommix ausweist – völlig unabhängig davon, ob er die ökologische Eigenschaft des Stroms durch Herkunftsnachweise belegen kann. Selbst ein Stromvertrieb, der ausschließlich Strom aus fossilen Kraftwerken und keine Herkunftsnachweise einkauft, weist heute gegenüber seinen Kunden in Deutschland einen überwiegend regenerativen Strommix in seiner Stromkennzeichnung aus. Eine weitere Folge dieser Regelung ist, dass die von EEG-geförderten Anlagen erzeugten Strommengen nicht für den fÖM zu Verfügung stehen.

Mittlerweile hat der deutsche freiwillige Ökostrommarkt ein Volumen von rund 63 TWh/Jahr erreicht, bei einem Strom-Gesamtabsatz von 520 TWh.[5]

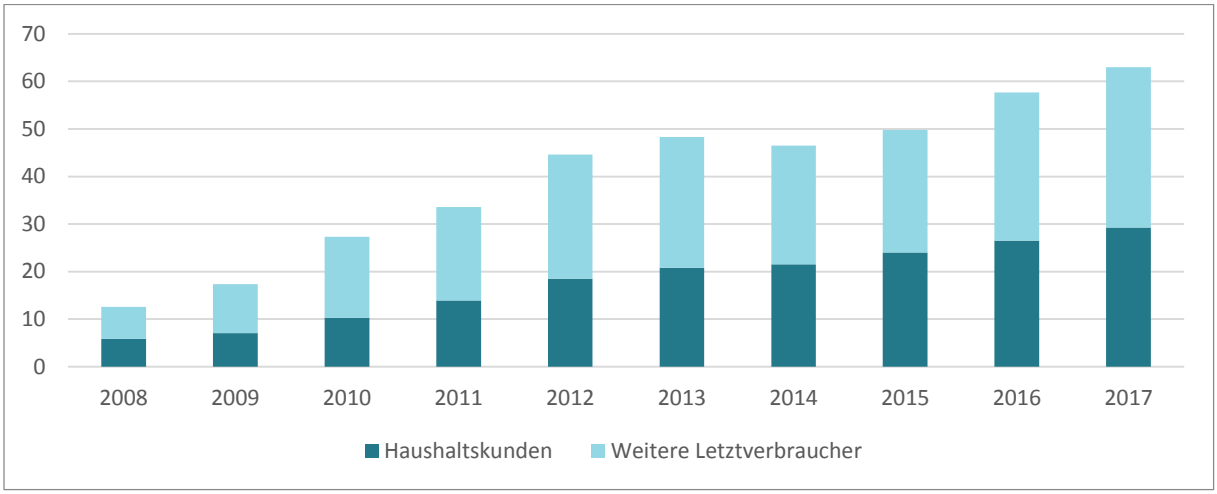


Abbildung 2: Entwicklung des Ökostromabsatzes in Deutschland [TWh]
(Quelle: BNetzA, Monitoringberichte 2011-2018)

Der deutsche Ökostrommarkt bewegt sich dabei im europäischen Trend: In Europa nahm der jährliche Ökostromabsatz insgesamt zwischen 2009 und 2017 von 244 auf 643 TWh deutlich zu.[6] Das Wachstum ist damit deutlich größer als der Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum, was an der Einbeziehung auch der älteren erneuerbaren Erzeugungsanlagen in den Ökostrommarkt liegt.[7] Die für den freiwilligen Ökostrommarkt grundsätzlich verfügbare, jedoch dort nicht genutzte EE-Stromproduktion (d.h. Strom aus Anlagen, die Herkunftsnachweise produzieren dürften, dies jedoch nicht tun) ist in diesem Zeitraum hingegen deutlich gesunken.

[5] *BNetzA*, Monitoringbericht 2018; *AG Energiebilanzen,* Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2017*,* 2018.

[6] *RECS international*, Development of the guarantees of origin market 2009 – 2017, 2018.

[7] *Association of Issuing Bodies*, Annual Report 2017, S. 9.

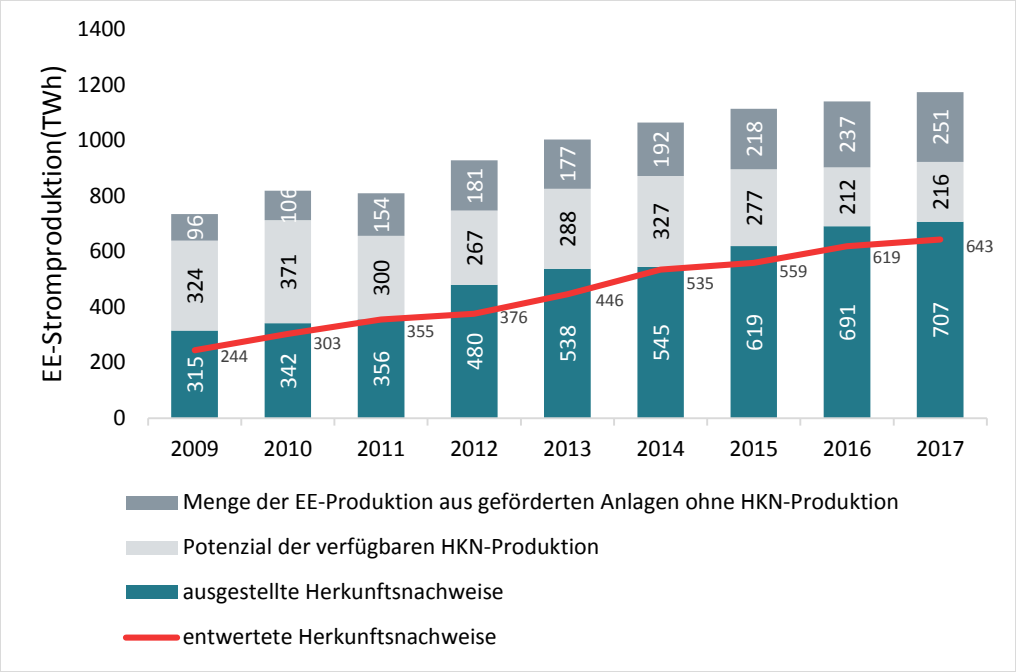


Abbildung 3: Entwicklung des europäischen Ökostrommarktes (Quelle: RECS 2018, S. 10.)

Das Marktvolumen des fÖM hat sich seit seiner Gründung stetig vergrößert. Dabei hat der freiwillige Ökostrommarkt wesentlich zur Etablierung von Wettbewerb auf den Energiemärkten beigetragen. Als Unterscheidungsmerkmal im Wettbewerb etablierte sich neben dem Preis auch die Qualität des Stroms der unterschiedlichen Anbieter. Anfänglich waren es vor allem die Ökostrom-Anbieter, die den Wettbewerb im Strommarkt voran brachten. Das Wachstum des fÖM korrespondiert dabei deutlich mit gesellschaftspolitischen Entwicklungen und der „energiepolitischen Agenda" der Stromkunden. In den Anfangsjahren war es vor allem das Bedürfnis vieler Stromkunden, mit dem Wechsel zu einem Ökostromanbieter ein Bekenntnis für den Atomausstieg abzugeben, das für ein entsprechendes Wachstum des fÖM gesorgt hat.[8]

Der Zusammenhang zwischen dem Wechsel zu einem Ökostrom-Produkt und dem darin verkörperten energiepolitischen Statement manifestiert sich auch in den deutlichen Wachstumszahlen des fÖM nach dem Reaktor-Unfall von Fukushima im Jahr 2011. In der jüngsten Vergangenheit gab es einen weiteren Wachstumsschub der Ökostromvertriebe im Privatkundensektor durch die hohe öffentliche Aufmerksamkeit auf den Konflikt um den Braunkohle-Ausstieg und die Erweiterung des Braunkohle-Tagebaus am Hambacher Forst.[9]

[8] *Werner/Maaß/Häseler*, aaO., S. 11.

[9] *Greenpeace Energy*, Pressemitteilung: Jeder dritte Stromkunde erwägt Wechsel zu Ökostrom wegen Auseinandersetzung um Hambacher Wald, 2018, auf Basis einer Umfrage von KANTAR/EMNID.

Nach dem Beschluss des Atomausstiegs in Deutschland dürfte der Protest gegen Atomkraft als Kundenmotiv für den Wechsel zu einem Ökostromanbieter nicht mehr so stark im Vordergrund stehen. Gleichwohl hat sich das Wachstum des Ökostrommarktes auch nach dem Beschluss des Atomausstiegs in Deutschland fortgesetzt. Ein wesentlicher Faktor war dabei die zunehmende Tendenz bei Stadtwerken und anderen „konventionellen" Stromvertrieben, ihr gesamtes Strom-Produktportfolio vollständig auf Ökostrom umzustellen: Im Jahr 2017 belieferten 157 Stromanbieter ihre (Haushalts- und Kleingewerbe-) Kunden ausschließlich mit Ökostrom.[10] Das entspricht rund 18 % der Elektrizitätsversorger.

Eine weitere Ursache für das fortgesetzte Wachstum ist die steigende Ökostrom-Nachfrage von Großkunden: Obwohl insgesamt weniger Gewerbekunden Ökostrom beziehen, stieg im Jahr 2016 der Stromabsatz an gewerbliche Kunden um rund 20%[11]. Initiativen wie RE100 und die verpflichtende Einführung der Berichterstattung über nicht finanzielle Kennzahlen für größere Unternehmen treiben die Nachfrage nach Ökostrom insbesondere von Konzernen. [12]

Setzt man den Ökostrom-Absatz von 63 TWh ins Verhältnis zur gesamten Elektrizitätsabgabe in Deutschland i.H.v. 422,1 TWh, so liegt der Marktanteil bei etwa 14,9% bezogen auf die Absatzmenge. In Bezug auf die Anzahl der Zählpunkte liegt der Anteil bei 22,7%.[13]

[10] Eigene Recherchen in der Ökostromdatenbank des Hamburg Instituts.

[11] *Bundesnetzagentur*, Monitoringbericht 2017.

[12] *Association of Issuing Bodies*, Annual Report 2016.

[13] Die Daten entsprechen den Angaben des Monitoringberichts 2018 der Bundesnetzagentur. Der Stromverbrauch (Endenergieverbrauch) laut AG Energiebilanzen ist deutlich höher (1.871 PJoule, also 520 TWh in 2017) als der Wert der Bundesnetzagentur. Die Daten zur Ökostromabgabe an Endverbraucher beruhen auf den Angaben der Elektrizitätsversorger. Um den Ökostromanteil korrekt auszuweisen, wurden hier deshalb die Daten für die gesamte Stromabgabe (422,1 TWh) aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur verwendet. Ein Vergleich mit verschiedenen Datengrundlagen würde andernfalls zu Verzerrungen des Ökostromanteils führen.

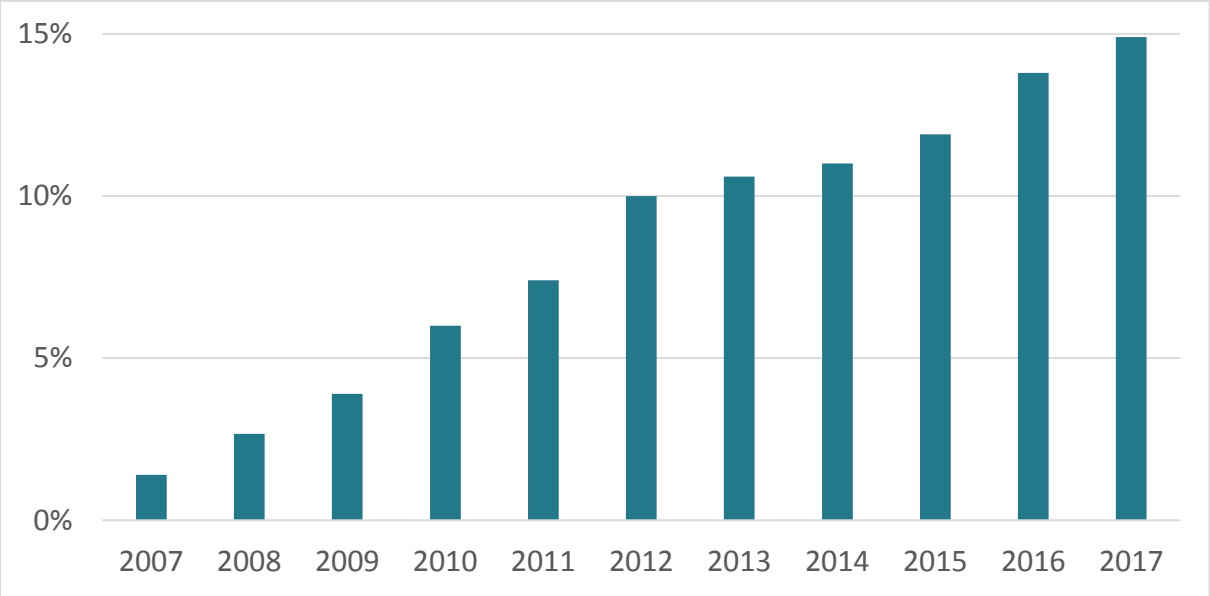


Abbildung 4: Anteil von Ökostrom an der Gesamtstromabgabe laut BNetzA
Quellen: Monitoringberichte der BNetzA von 2008 bis 2018

Der Ökostrommarkt ist damit schneller gewachsen als der Ausbau der Erzeugung Erneuerbarer Energien in Deutschland, der im selben Zeitraum von 13,9% auf 33,1% (Bruttostromerzeugung) gestiegen ist. [14] Dies zeigt, wie stark die deutsche Energiewende und der Ökostrommarkt bislang voneinander getrennt sind, weil Strom aus EEG-geförderte Anlagen nicht auf dem Ökostrommarkt vermarktet werden darf (§ 78 EEG, siehe näher oben im Kosten „Wie funktioniert der Ökostrommarkt?“).

Lediglich mit Anlagen, die ohne EEG-Förderung betrieben werden („sonstige Direktvermarktung“), können einige der bislang ungenutzten Potenziale des fÖM gehoben werden. Nur dann kann der Strom einschließlich Herkunftsnachweis auf dem Ökostrommarkt vermarktet werden. Für Anlagenbetreiber ist dies aber zugleich der Weg mit den höheren Finanzierungsrisiken, und für die Stromhändler fallen hohe Beschaffungskosten an –[15] weshalb die sonstige Direktvermarktung von Strom aus neuen Wind-, Solar- und Biomasseanlagen bislang keine quantitative Bedeutung hat.[16]

---

[14] *AG Energiebilanzen*, Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990, Stand: 02.02.2018.

[15] Der Grund für höheren Beschaffungskosten von Stromhändlern bei der „sonstigen Direktvermarktung“ liegt darin, dass die Betreiber von EEG-förderfähigen Anlagen mindestens eine Vergütung in Höhe der sicheren EEG-Einnahmen verlangen, versehen mit einem Risikoaufschlag.

[16] In 2017 wurden lediglich 60,1 GWh Strom unter Nutzung der Sonstigen Direktvermarktung eingespeist, EEG Jahresabrechnung 2017 der Übertragungsnetzbetreiber. Siehe auch *Antoni/Martin/Schäfer-Stradowski*: Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich, 2018, S. 24.

Die somit faktisch durch den Gesetzgeber vorgegebene Trennung der Energiewende nach dem EEG vom freiwilligen Ökostrommarkt in Deutschland dürfte ein wesentliches Hindernis für dessen weiteres Wachstum darstellen: Ein wichtiges Motiv von Ökostromkunden ist , neben der Vermeidung von Atomstrom, einen Beitrag zur Energiewende in Deutschland zu leisten[17] und den hiesigen Ausbau der Erneuerbaren Energien voran zu treiben.[18] Letzteres kann von den heute am Markt verfügbaren Ökostromprodukten aufgrund gesetzlicher Regelungen kaum bedient werden.

Da EEG-geförderte Strommengen für den Ökostrommarkt in Deutschland nicht genutzt werden dürfen, müssen die Ökostromanbieter auf ausländische Herkunftsnachweise zurückgreifen, um die Ökostrom-Nachfrage decken zu können. Insbesondere wird auf HKN aus Wasserkraftwerken in Norwegen und Österreich zurückgegriffen, es gibt aber auch Anbieter, die ausschließlich auf deutsche Wasserkraftwerke setzen.[19] Um jedoch einen Fördereffekt für die Energiewende in Deutschland zu erzielen, wäre die Ausstellung von HKN für neue EEG-Anlagen oder ein Zubau von EE-Anlagen außerhalb des EEG erforderlich.

Als Zwischenergebnisse können folgende Punkte festgehalten werden:

- Der fÖM ist der Nische entwachsen, umfasst heute einen substanziellen Teil des Stromabsatzes und wächst kontinuierlich.
- Es besteht damit ein stabiles und wachsendes Marktsegment, dessen Kunden einen Beitrag zur Energiewende und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland leisten wollen.
- Dieser Kundenwunsch kann durch die gesetzlich verordnete Trennung von Ökostrommarkt und EEG nicht erfüllt werden.
- Dies hemmt sowohl das Wachstum des fÖM als auch dessen potenziellen Beitrag für die Energiewende in Deutschland.

[17] 40% der Deutschen sehen im Bezug von Ökostrom einen eigenen wichtigen Beitrag zur Energiewende; zugleich ist es für mehr als die Hälfte der Deutschen sehr oder eher wichtig, dass der Strom aus Deutschland kommt, *Schudak/Wallbott*, Verbrauchersicht auf Ökostrom, 2018, S. 7, 10; vgl. auch *Mattes /Wittenberg*, „Nur wenige wechseln den Stromanbieter": Sechs Fragen an Anselm Mattes, DIW-Wochenbericht 7/2012.

[18] 69% der Verbraucher in Deutschland verbinden mit dem Bezug von Ökostrom die Erwartung, dass sie dadurch zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland beitragen, *Forsa*, Erwartungen der Verbraucher an Ökostrom und Konsequenzen für Ökostrom-Labelkriterien, 2011.

[19] *Reichmuth u.a.*, Marktanalyse Ökostrom, 2014, S. 59; hierzu gehört z.B. LichtBlick.

C. Die Potenziale des freiwilligen Ökostrommarktes für die Energiewende

Der fÖM hat das Potenzial, den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland zu beschleunigen. Bislang ist die ökologische Wirkung des fÖM auf eine indirekte Förderung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland begrenzt: Der fÖM bündelt gesellschaftlich-politisches Engagement für die Energiewende, er steuert Geldströme von konventionellen zu innovativen Energieversorgungsunternehmen (EVU) und finanziert damit auch die von diesen Anbietern ausgehenden Innovationen. Ein Anreiz zur Errichtung neuer Anlagen in Deutschland ging vom freiwilligen Ökostrommarkt bislang aufgrund der Einschränkungen im EEG allenfalls im geringen Umfang aus.[20] Er bewirkt allenfalls eine gewisse Verbesserung der Erträge von Anlagen im europäischen Ausland und leistet damit einen (begrenzten) Beitrag zum europäischen EE-Ausbau. Der hier angestrebte substanzielle Beitrag des fÖM zur Energiewende kann erst nach einer Reihe von regulatorischen Änderungen erreicht werden. Die angestrebte Entwicklung des Wirkungsbeitrags des fÖM stellt sich überblicksartig wie folgt dar:

GESTERN (EEG 2001)	**HEUTE (EEG 2014/17)**	**MORGEN (dieser Vorschlag)**
Der fÖM bündelt gesellschaftlich-politisches Engagement für die Energiewende.		
Der fÖM steuert Geldströme von konventionellen zu innovativen EVU.		
Der fÖM finanziert flankierende Maßnahmen zur Energiewende		
Der fÖM fördert den EE-Ausbau.		
Sehr begrenzte Wirkung auf EE-Ausbau im Ausland.	Wegen Deckeln und MW-Ausschreibungen derzeit faktisch keine Wirkung auf den EE-Ausbau in DE.	starke Ausbauwirkung (inkl. Mitbestimmung der Ökostromkunden über den Technologiemix)

Tabelle 1: Potenziale des freiwilligen Ökostrommarkts für die Energiewende

Verknüpft man in Zukunft die Kundennachfrage mit dem EEG und ermöglicht die Vermarktung von Strom aus neuen EEG-geförderten Anlagen über den fÖM, ergibt sich ein neues, bislang nicht abgerufenes Potenzial des fÖM zur Unterstützung der Energiewende in Deutschland. Dieses geht weit über seine bisherigen Beiträge zur Energiewende hinaus.

[20] *Werner/Maaß/Häseler*, aaO., S. 52.

Die angestrebte Ausbauwirkung des fÖM für Erneuerbare Energien kommt in verschiedener Weise zum Tragen:

- **Akzeptanz**: Die Möglichkeit, Ökostrom aus konkret zu benennenden, Anlagen beziehen zu können, kann zu einer verbesserten Akzeptanz des EE-Ausbaus führen. Dieser – empirisch bislang nicht belegte, jedoch allgemein unterstellte – Zusammenhang war auch der Grund für die Einführung von Regionalnachweisen in § 79a EEG.[21] Aufgrund der starken Eingrenzung des Anwendungsbereichs von Regionalstrom gibt es jedoch zusätzliches Potenzial zur Stärkung der Verbindung zwischen konkreten Erzeugungsanlagen und der Stromlieferung an konkrete Kunden. Wesentliche Voraussetzung hierfür ist die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für neue EEG-geförderte Anlagen.

- **Finanzierung**: Die Ausbauwirkung des fÖM kann sich zweitens auch dadurch manifestieren, dass Ökostrom-Kunden künftig einen relevanten monetären Beitrag zur Finanzierung der deutschen Energiewendekosten tragen. Voraussetzung ist auch hierfür, dass für neue EE-Anlagen Herkunftsnachweise ausgestellt werden und somit die Betreiber dieser Anlagen hierüber Einnahmen generieren. Dadurch vermindert sich der vom EEG zu tragende Förderbedarf.

  Bislang fließen die von den Ökostrom-Vertrieben an ihre Kunden weitergegebenen Zusatzkosten für den Erwerb von Grünstrom-Herkunftsnachweisen vor allem an die Betreiber von Wasserkraftanlagen, die zumeist im europäischen Ausland betrieben werden. Die Höhe dieses Betrags lässt sich mangels genauer Daten und der starken Spreizung der Preise für Herkunftsnachweise nur abschätzen. Bei Preisen für Wasserkraft-HKN von ca. 0,70 Euro (Durchschnitt 2017) bis 1,20 Euro (Oktober 2018) bzw. 1,70 (Preis Ende 2018 für in 2019 erzeugte HKN)[22] pro Megawattstunde und einem Ökostrom-Marktvolumen von etwas unter 60 Millionen MWh handelt es sich allein für den Kauf von Herkunftsnachweisen um einen zweistelligen Millionenbetrag, der jährlich von deutschen Ökostromkunden zusätzlich aufgebracht wird.[23] Abzüglich der

[21] Vgl. hierzu *Maaß*, in *Greb/Böwe* (Hg.), EEG Kommentar, 2018, § 79a.

[22] Der Markt für Herkunftsnachweise ist wenig transparent, da er zu einem großen Teil auf bilateralen Geschäften beruht und nur teilweise an Börsen stattfindet. Die hier angegebenen Preise sind Abschätzungen auf Basis eigener Marktbeobachtungen. Die Preise für Herkunftsnachweise haben eine hohe Spreizung, welche die unterschiedliche Qualität der Anlagen widerspiegeln. Während HKN aus alten Wasserkraftwerken am unteren Ende der Preisspanne liegen, können HKN für Strom aus neuen Wind- oder Fotovoltaikanlagen in manchen Regionen auch Preise von 8 Euro/MWh oder mehr erzielen, z.B. für niederländische Windkraft in 2018, *van Encooren*, It's not easy being green (at least it's not cheap anymore), 2018.

[23] *Jansen*, Does the EU renewable Energy sector still need a guarantees of origin market?, 2017, geht auf der Basis von Zahlen aus 2016 EU-weit von einem Volumen von 100 Millionen Euro aus, welches aus dem Ökostrommarkt an Zusatzerlösen an die Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen floss.

Transaktionskosten in Höhe von 5-10% fließt dieser Betrag an die Betreiber der Kraftwerke.

Im Vergleich zu den jährlich über das EEG in Richtung der deutschen EEG-Anlagenbetreiber gewälzten mehr als 20 Milliarden Euro ist dies ein sehr geringer Betrag. Unter veränderten Rahmenbedingungen, auf die im Einzelnen später eingegangen wird, kann der Ökostrommarkt jedoch für neue EE-Erzeugungsanlagen durchaus relevante Beiträge für die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungsanlagen für regenerativen Strom leisten.

- **Beschleunigung**: Aus der Sicht von Ökostrom-Kunden sollen die von ihnen getragenen Zusatzkosten für das Grünstromprodukt nicht allein dazu beitragen, dass die Anlagen weniger von der EEG-Förderung abhängig sind. Die bloße Umverteilung der Energiewendekosten von der Gesamtheit der Stromkunden auf die Ökostromkunden wäre für die Energiewende noch kein Gewinn und auch keine besondere Motivation von Endkunden zum „Stromwechsel“. Der Wunsch der Ökostromkunden, einen eigenen Beitrag zur Energiewende zu leisten, wird erst dann vollständig erfüllt, wenn der Ausbau der Erneuerbaren Energien durch die Zusatzbeiträge der Ökostromkunden schneller vorankommt.[24]

  Diese Beschleunigungswirkung lässt sich, anders als die zuvor behandelten Wirkungspotenziale, nicht durch die Zulassung von HKN für neue EEG-geförderte Anlagen erzielen. Durch die Festlegung der jährlichen Ausbaupfade in § 4 EEG 2017 ist festgelegt, wie stark die zugebaute installierte Leistung in den kommenden Jahren wachsen soll. In § 28 EEG 2017 ist zusätzlich das jährlich in den verschiedenen Technologien auszuschreibende Neubau-Volumen geregelt. An der so festgelegten Menge des jährlichen Ausbaus änderte sich auch dann nichts, wenn die zugebauten Anlagen künftig auch Herkunftsnachweise beantragen könnten und damit teilweise außerhalb des EEG finanziert würden.

  Lediglich in den Fällen der sonstigen Direktvermarktung, in denen neue Erzeugungs-Anlagen außerhalb von Ausschreibungen und vollständig ohne EEG-Förderung alleine auf der Grundlage von Strombezugsverträgen (PPA’s) errichtet und betrieben werden,[25] könnte nach der bestehenden Rechtslage eine gewisse Beschleunigung der Energiewende ausgehen, weil diese Anlagen zusätzlich zu den Ausschreibungsvolumina ans Netz gehen. In allen anderen Fällen (z.B. auch bei weiteren 0-ct-Geboten im

[24] Gemäß einer Umfrage des BDEW wünschen sich 55% aller Stromkunden (nicht nur der Ökostromkunden) eine weitere Beschleunigung der Energiewende. Siehe *BDEW*: Investitionsrahmen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau, 2018, S. 14.

[25] Bislang passiert dies nur in Einzelfällen, jedoch wurden in jüngster Zeit mehrere entsprechende Projekte angekündigt, z.B. von enyway und EnBW.

Rahmen von Offshore-Windkraft-Ausschreibungen[26]) würde eine anteilige private Finanzierung des Neubaus von EE-Anlagen zwar den EEG-Förderbedarf senken und damit die Stromkunden finanziell entlasten, jedoch nicht automatisch auch für den Zubau neuer, zusätzlicher Anlagen sorgen.

Um die genannten Potenziale des fÖM für die Energiewende zu heben, bedarf es einer umfassenden neuen Rahmensetzung. Die Trennung zwischen dem fÖM auf der einen Seite und der EEG-Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf der anderen Seite ist überholt. Im Folgenden werden daher Wege aufgezeigt, wie die Potenziale des fÖM für die Akzeptanz und Finanzierung neuer EE-Anlagen und für die Beschleunigung der Energiewende gehoben werden können.

[26] In den vergangenen beiden Jahren 2017 und 2018 haben einige Offshore-Windparks in den Auktionen der Bundesnetzagentur gem. § 22 Abs. 1 EEG den Zuschlag mit Geboten erhalten, die einen völligen Verzicht auf die Zahlung von Marktprämien vorsahen, siehe näher https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/wind/wieder-null-cent-gebote-fuer-neue-meereswindparks/

D. Die Verknüpfung des freiwilligen Ökostrommarkts mit der Energiewende

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick zu den notwendigen Änderungen des politischen Rahmens für den Ökostrommarkt gegeben, auf die in den darauffolgenden Kapiteln jeweils vertieft eingegangen wird.

- **Grundlage** einer Stärkung der inländischen Energiewende durch den fÖM ist die Möglichkeit der Vermarktung des Stroms aus neuen EEG-geförderten Anlagen im freiwilligen Ökostrommarkt. Dies setzt die Ausstellung von handelbaren Herkunftsnachweisen für Strom aus neuen EEG-geförderten Anlagen voraus. Auf dieser Grundlage würde ein Markt für Herkunftsnachweise für inländische EEG-geförderte Anlagen entstehen und sich ein Preis hierfür ausbilden. Dieser Preis würde als Erlös an den Betreiber der Anlage fließen und den verbleibenden Förderbedarf nach dem EEG entsprechend senken.

Eine zukunftsorientierte Reform des Ökostrommarktes sollte sich jedoch nicht auf die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für neue, EEG-geförderte Anlagen beschränken. Über diese Änderung hinaus wäre eine Vielzahl von Änderungen nötig, um das Beschleunigungspotenzial des fÖM für die Energiewende zur vollen Entfaltung zu bringen.

- Auf der Ökostrom-Erzeugungs- bzw. **Angebotsseite** sollte der Förderrahmen so verändert werden, dass ein möglichst hoher Anteil der Erträge neuer Erzeugungsanlagen über den Markt finanziert wird. Hiermit kann die Effizienz der Energiewende gesteigert und der EEG-Förderbedarf verringert werden. Damit wird auch die Legitimität der Ausstellung von Herkunftsnachweisen für EEG-geförderte Anlagen erhöht. Für eine Steigerung der Markterlöse des Stroms aus Erneuerbaren Energien stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung: 1.) Durch eine Berücksichtigung der Umweltfolgen der fossilen Stromerzeugung, z.B. über höhere CO_2-Preise, würden die Erneuerbaren Energien wettbewerbsfähiger und könnten einen größeren Teil ihrer Kosten auf dem Strommarkt erwirtschaften. 2.) Die EEG-Förderung müsste so umgebaut werden, dass zukünftige Projektentwickler die Anlagen danach ausrichten, den Markterlös zu optimieren, anstatt die Menge des erzeugten Stroms. 3.) Zudem sollte die EEG-Förderung so umgebaut werden, dass zusätzliche Nachfrage nach Ökostrom sich auch in zusätzlichen Erzeugungsanlagen niederschlägt.

- Eine Ausweitung des Angebots an Herkunftsnachweisen durch neue EEG-geförderte Anlagen muss von einer entsprechenden **Ausweitung der Nachfrage** nach Ökostrom begleitet werden. Damit soll vermieden werden, dass dauerhaft ein Überangebot an Herkunftsnachweisen besteht, dadurch die Preise für Herkunftsnachweise dauerhaft tief bleiben und der Wirkungsbeitrag des Ökostrommarkts für die Energiewende limitiert bleibt. Die Nachfrage nach Ökostrom sollte quantitativ sogar stärker ausgeweitet werden als der Zuwachs an Herkunftsnachweisen durch Einbeziehung neuer EEG-geförderter Anlagen. Mit der hierdurch erzeugten Verknappung der Herkunftsnachweise steigen deren Wert, die vom Ökostrommarkt ausgehenden

Markterlöse der Anlagenbetreiber sowie die entsprechenden wirtschaftlichen Anreize zum Neubau von Wind-, Wasser-, Biomasse- und Fotovoltaik-Anlagen.

Zur Stärkung der Nachfrage stehen verschiedene Marktsegmente und Instrumente zur Auswahl: 1.) Der „klassische“ Privatkunden-Markt einschließlich einer Verbesserung der Bedingungen zur Erzeugung von Mieterstrom 2.) Das weitere Wachstum der Ökostrom-Abnahme durch Unternehmen, insbesondere durch marktfreundliche Regeln der Bilanzierung des Ökostrombezugs und durch den Ausbau von PPAs 3.) Der Strombezug der öffentlichen Hand, insbesondere durch klarere Regelungen für Ausschreibungen und bei der Bilanzierung von Ökostrom 4.) In der Sektorenkopplung von Strom, Mobilität und Wärme sind kohärentere Regeln zur Nutzung und Bilanzierung von Ökostrom in der Elektromobilität und in der Wärmenutzung nötig.

- Mögliche Verbesserungen des **Marktmechanismus** bestehen sowohl bei der Stromkennzeichnung als auch in den Regelungen zum Umgang mit Herkunftsnachweisen.

Insgesamt ergibt sich für die Gestaltung der zukünftigen Rolle des Ökostrommarktes als Treiber der Energiewende das in Abbildung 5 schematisch dargestellte und in den folgenden Kapiteln näher auszuleuchtende politische Handlungsprogramm.

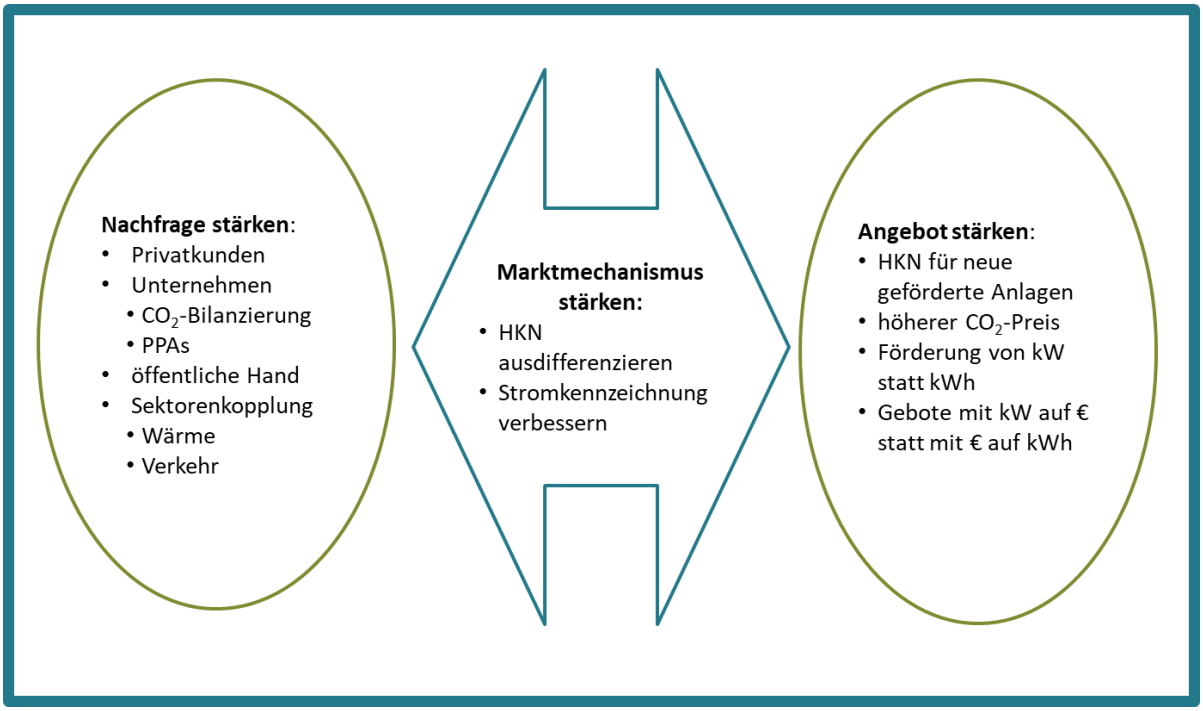


Abbildung 5: Handlungsansätze zur Stärkung des Ökostrommarkts

E. Der Paradigmenwechsel auf der Angebotsseite des Ökostrommarktes

Das übergeordnete Ziel einer Optimierung der Ökostromerzeugung aus Sicht des Ökostrommarktes liegt darin,

- die Energiewende und insbesondere den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland weiter zu beschleunigen, um die klimapolitischen Ziele des Pariser Abkommens zu erreichen und dabei
- die volkswirtschaftlichen Kosten und den öffentlichen Förderbedarf zu minimieren.

Dabei geht es darum, den Übergang von dem bisher rein EEG-getriebenen Ausbau zu einer stärker marktbasierten Finanzierung und Steuerung der Energiewende zu gestalten. Diese äußerst komplexe Aufgabe einer entsprechenden Neugestaltung der Markt- und Fördermechanismen zur Energiewende ist Gegenstand zahlreicher Forschungsvorhaben und kann nicht innerhalb des Rahmens dieses Gutachtens abschließend untersucht werden. Mit dieser Studie wollen wir jedoch übergreifende Handlungslinien aufzeigen, an denen sich der Umbau zu einer stärker marktgetriebenen Energiewende orientieren sollte. Die vorgeschlagenen Maßnahmen müssen jede für sich und im Zusammenspiel noch genauer untersucht und bewertet werden – mit unserem Diskussionsbeitrag wollen wir jedoch die dringend erforderliche Debatte um eine Zusammenführung des freiwilligen Ökostrommarktes und der EEG-getriebenen Finanzierung der Energiewende anstoßen.

Wir sind überzeugt, dass sich der Paradigmenwechsel von der förderungs- zur stärker marktgetriebenen Energiewende nicht disruptiv, sondern nur transformatorisch gestalten lässt, ohne die Ausbauziele der Energiewende zu gefährden. Viele Gründe sprechen dafür, dass der mittelfristig für die Erreichung der Klimaschutzziele erforderliche Zubau neuer Anlagen in Deutschland zur Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien aus strukturellen Gründen nicht allein aus dem energy-only-Markt finanziert werden kann.[27] Der dynamische Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland wird daher zumindest mittelfristig voraussichtlich eine Förderung benötigen. An guten Standorten ist es heute zwar möglich, auch ohne Förderung neue Anlagen zu entwickeln.[28] Es wäre jedoch vorschnell, hieraus zu schließen, dass eine staatlich organisierte Förderung des EE-Ausbaus in Zukunft nicht mehr benötigt wird. Mit einer steigenden Anlagenkapazität von Wind und Solar sinkt der auf dem Strommarkt von diesen zu erzielende Erlös, denn je höher der Anteil volatiler Erneuerbaren

[27] *Bode/Groscurth*, Die künftigen Kosten der Stromerzeugung, 2014; siehe hierzu auch *Matthes*, EEG 3.0 (Kurzfassung), 2014, S. 17 f.; *aurora energy research*, Can German renewables become competitive within 5 years?, 2018.

[28] Siehe z.B. die 0-cent-Gebote für Offshore-Wind-Standorte oder die Ankündigung von EnBW zur Errichtung eines ungeförderten 85-MW-Solarparks in Mecklenburg-Vorpommern, https://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2019/kw07/enbw-und-energiekontor-erster-solarpark-ohne-eeg.html.

Energien im Stromsystem ist, desto stärker schwanken die Großhandelspreise für Strom. Mit dem weiteren Ausbau von Wind und PV werden diese immer häufiger nahe null liegen. Bereits in den vergangenen Jahren lagen die von deutschen Windkraftanlagen aus der Stromvermarktung erzielbaren Erlöse 10 bis 20% unter dem durchschnittlichen Strompreis[29] – obwohl die Windkraft erst moderat ausgebaut war und 2016 noch weniger als 15% zur gesamten Stromproduktion beitrug. Mit dem bis 2030 avisierten stark steigenden Ausbau von Wind und PV zur Erreichung eines Anteils der Erneuerbaren Energien von 65% an der Stromproduktion wird sich dieser Effekt erheblich vergrößern. Selbst bei weiter sinkenden Investitionskosten werden Wind- und Fotovoltaik-Anlagen zukünftig in Zeiträumen mit hohem Wind- bzw. Solardargebot keine oder nur niedrige Erträge erwirtschaften können. Refinanzierungsbeiträge könnten damit nur in den Zeiten mit geringerem Wind- und Solardargebot erwirtschaftet werden. Nur mit sehr hohen Brennstoff- bzw. CO_2-Preisen könnten dann ausreichende Deckungsbeiträge auf dem bestehenden Strommarkt erwirtschaftet werden. Es erscheint vor diesem Hintergrund äußert zweifelhaft, ob ohne staatliche Förderung ein hinreichend stabiles regulatorisches und marktliches Umfeld besteht, das den stetigen Ausbau der Erneuerbaren Energien auch jenseits eines Anteils von 65% im Stromsektor garantieren kann. Viel spricht dafür, dass hierfür durch staatliche Steuerung generierte Einkommensströme notwendig bleiben, die die Erträge aus dem Energy-only-Markt so ergänzen, dass eine Refinanzierung der Investitionen möglich wird.

Der somit vorerst grundsätzlich fortbestehende Förderbedarf sollte jedoch in Zukunft marktfreundlicher gedeckt werden. In den kommenden Jahren geht es darum, den anstehenden Paradigmenwechsel zur stärkeren marktlichen Finanzierung und Integration der Erneuerbaren Energien stufenweise zu gestalten. Der Regulierungs- und Förderrahmen soll so verändert werden, dass ein möglichst hoher Anteil der Erträge neuer Erzeugungsanlagen über den Markt finanziert wird. Zugleich muss die Förderung ausreichend sein, um den erforderlichen Zubau an Anlagen anzureizen.

E.1 Neue Erlösquellen für Erneuerbare Energien - Überblick

Im Folgenden werden verschiedene Ansätze vorgeschlagen, um die marktbezogenen Erlöse zur Refinanzierung neuer EE-Anlagen zu steigern. Die potenziellen Beiträge aus dem freiwilligen Ökostrommarkt werden dabei nicht isoliert betrachtet, sondern im Zusammenhang mit weiteren Handlungsansätzen.

Die folgende Abbildung zeigt im Überblick die mögliche Entwicklung der verschiedenen Erlösquellen neuer Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Elektrizität:

[29] *Enervis*, Status Quo: Market Parity of PV and Onshore Wind in Europe, 2019.

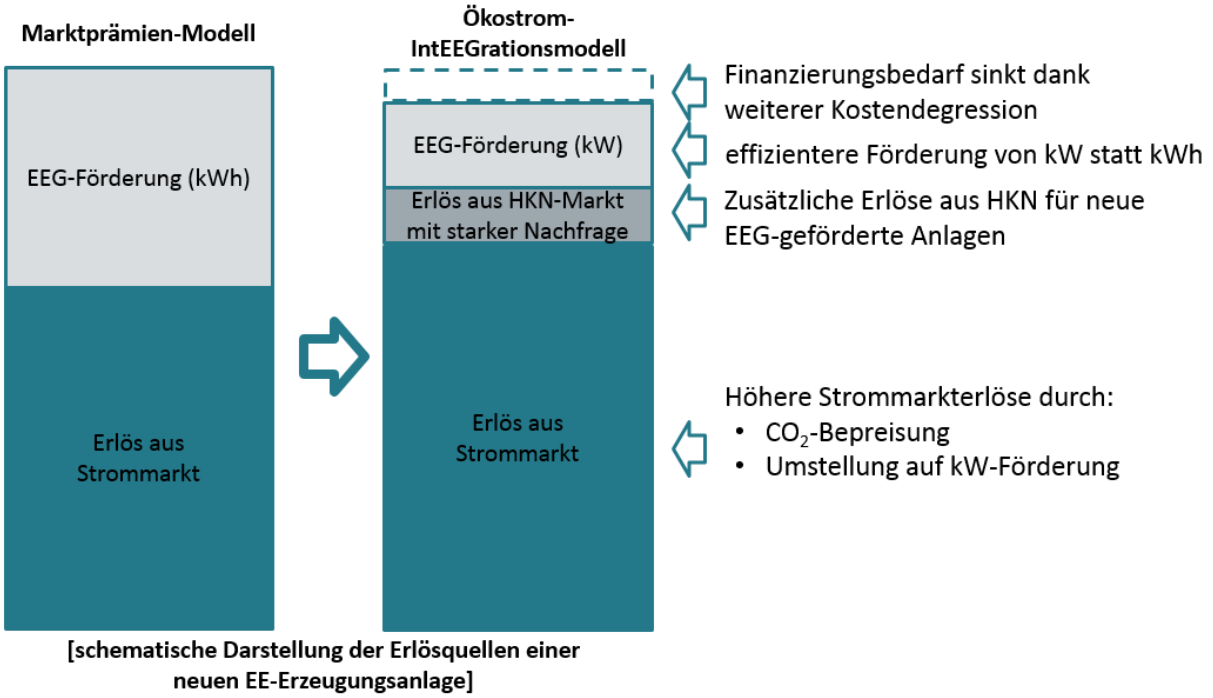


Abbildung 6: Wirkungsbeiträge zum marktorientierten Umbau der Erlösströme neuer EE-Erzeugungsanlagen

In der linken Säule wird der bestehende Zustand für Marktprämien-Anlagen dargestellt: Die Refinanzierung der Anlagen erfolgt im Wesentlichen über Erlöse aus dem Strommarkt und die Marktprämie. Soweit die auf dem Strommarkt von der Anlage erzielten Erlöse den anzulegenden Wert nicht erreichen, erhält der Anlagenbetreiber für jede produzierte Kilowattstunde die entsprechende gleitende Marktprämie.

In der rechten Säule wird dargestellt, mit welchen verschiedenen Instrumenten zusätzliche Erlöse über den Markt erzielt werden können und dadurch (neben dem geringeren Finanzierungsbedarf durch weitere Effizienzsteigerung der Anlagen) der Bedarf an staatlicher Förderung strukturell sinkt.[30] Aufgrund der damit bezweckten Zusammenführung der Erlöse aus EEG-Förderung und marktlichen Erlösen sprechen wir dabei vom „IntEEGrationsmodell“. Die verschiedenen zusätzlichen Einkommensströme werden im Folgenden vertieft dargestellt.

E.2 Geförderte Erneuerbare Energien im Ökostrommarkt

In Deutschland ist es gesetzlich verboten, Herkunftsnachweise für EEG-geförderte Anlagen ausstellen zu lassen. In den allermeisten europäischen Ländern können Betreiber von

[30] Die schematische Darstellung zielt allein darauf, die zusätzlichen Erlösströme sichtbar zu machen. Sie dient nicht der proportionalen Darstellung der Verhältnisse der einzelnen Finanzierungsbeiträge. Nicht berücksichtigt sind insbesondere die strukturell negativen Effekte des stark wachsenden Anteils der Erneuerbaren Energien auf die Erlöse am Strommarkt.

geförderten Anlagen hingegen zusätzliche Erlöse durch die Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stroms in Form von Herkunftsnachweisen erzielen.[31]

Bereits an anderer Stelle wurde ausführlich dargelegt, welche Argumente für ein Verlassen des hiesigen Sonderweges sprechen:[32] Insbesondere unterminiert das System zunehmend den Grundgedanken der Stromkennzeichnung, nämlich die nachfragebasierte Einflussnahme der Stromkunden auf den Strommix, da aufgrund der hiesigen Regeln zur Stromkennzeichnung die Stromanbieter unabhängig von ihrer Beschaffungspolitik einen immer ähnlicheren, mehrheitlich „grünen" Strommix aufweisen. Vor diesem Hintergrund sprach sich u.a. auch der Rat der Europäischen Netzagenturen dafür aus, in ganz Europa einheitlich handelbare Herkunftsnachweise für den gesamten Strom aus Erneuerbaren Energien zu etablieren, einschließlich des Stroms aus geförderten Anlagen.[33] Die Europäische Kommission wollte ein solches einheitliches System im Rahmen der Novellierung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie einführen, scheiterte damit aber am Widerstand des Europäischen Rates bzw. Deutschlands. Die Einführung von Herkunftsnachweisen für geförderte Anlagen bleibt damit für die Mitgliedstaaten optional.

Das Hauptargument gegen eine Austellung von HKN aus vom EEG-geförderten Anlagen lautet, dass damit die Finanzierung der Anlage durch die Stromkunden über die EEG-Umlage nicht mehr hinreichend gewürdigt werde. Der Erwerber des Herkunftsnachweises würde für einen relativ geringen Preis die grüne Eigenschaft des Stroms erwerben, welche angesichts ihres ungleich höheren Finanzierungsbeitrags für die Ermöglichung der Erzeugung dieses Stroms viel eher den Stromkunden zustehen würde.[34] Als weiteres Gegenargument wird angeführt, dass die Herkunftsnachweise aus geförderten Anlagen zu einem Überangebot auf dem HKN-Markt führen würden und damit zu einem erheblichen Preisverfall.[35]

Beide Gegenargumente könnten zumindest stark abgemildert bzw. widerlegt werden, indem die Erstellung von Herkunftsnachweisen für geförderte Anlagen auf neue Anlagen beschränkt wird. Bei Neuanlagen ist zumindest aktuell kein starkes Missverhältnis zwischen der Höhe der über die EEG-Umlage erzielten Vergütung und den potenziellen Erlösen aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen zu erwarten: Die aktuell von neuen Onshore-Windkraft- und Fotovoltaik-Anlagen erzielbaren Strommarkt-Erlöse liegen aktuell stark in der Nähe der anzulegenden Werte, d.h. die ausgezahlte Marktprämie liegt teilweise bei null.[36] Hingegen liegt im Einzelfall

---

[31] Lediglich in Deutschland, Frankreich, Irland, Kroatien, Luxemburg und Portugal werden keine HKN für geförderte Anlagen ausgegeben, *RECS international*, 2018, S. 9; s. auch die Nachweise bei *Agora Energiewende / Hamburg Institut*, Wie kommt Ökostrom zum Verbraucher?, 2015, S. 14.

[32] *Agora Energiewende / Hamburg Institut*, Wie kommt Ökostrom zum Verbraucher?, 2015.

[33] *CEER* 2015.

[34] Hieraus wird teilweise sogar ein verfassungsrechtliches Gebot zur entsprechenden Zuordnung der Grünstromeigenschaft auf die Umlagezahler gefolgert: *Schlacke/Kröger*, NVwZ 2012, S. 919.

[35] *Jansen*, 2017.

[36] Vgl. *BEE*, Historische Trendwende im EEG: Marktprämie bei null Cent, Pressemitteilung vom 12. 10. 2018.

der Marktpreis für niederländische Herkunftsnachweise für Windkraftanlagen bei 8 Euro/MWh (s. oben). Dies zeigt, dass die Preise für Neuanlagen-Herkunftsnachweise für deutsche Fotovoltaik- und Windkraftanlagen aktuell nicht unbedingt unter den aktuell an Neuanlagen gezahlten Marktprämien liegen müssen. Zumindest in einer solchen Situation könnte von einer unberechtigten „Wegnahme“ der Grünstromeigenschaft durch Ökostromanbieter zulasten der EEG-Umlagezahler keine Rede sein.

Der Zusatzerlös aus den HKN würde bezogen auf den Förderbedarf pro kWh für eine sinkende EEG-Umlage und – jedenfalls unter den aktuellen Marktbedingungen – zu mehr Akzeptanz des Fördersystems führen. Auch der Ökostrommarkt und dessen Akzeptanz und Marktdurchdringung würde gestärkt, weil der Wunsch deutscher Ökostromkunden nach erneuerbaren Energie besser erfüllt werden könnte. Im Zusammenwirken mit weiteren EEG-Änderungen (s. näher unten) kann der HKN-Zusatzerlös zudem nicht lediglich eine Verschiebung der Energiewende-Finanzierung von den allgemeinen Stromkunden / Umlagezahlern zu den Ökostromkunden, sondern einen beschleunigten EE-Ausbau bewirken. Ökostromkunden beeinflussen dann erstmals nicht nur die Geschwindigkeit des EE-Ausbaus, sondern auch den Technologiemix, weil sie gezielt Ökostrom aus speziellen Anlagentypen nachfragen können.

In dem hier (siehe näher unten) unterstützten Fördermodell, wo neue EEG-Anlagen eine kapazitätsbasierte EEG-Förderung erhalten und den von ihnen erzeugten Strom komplett selbst vermarkten, wird es zunehmend fragwürdig, den Marktteilnehmern zu untersagen, den am Markt dominierenden Strom aus EEG-Anlagen als Strom aus Erneuerbaren Energien zu vermarkten.

Vor allem würde damit jedoch sukzessive ein ganz erhebliches Ungleichgewicht im europäischen HKN-Markt behoben. Auf Deutschland entfielen im vergangenen Jahr lediglich gut 3% der Ausstellungen von Herkunftsnachweisen in Europa, jedoch fast 19% aller Entwertungen von Herkunftsnachweisen.[37] Dadurch, dass Deutschland für geförderten EE-

[37] *AIB*, Jahresbericht 2017, S. 6.

Strom keine HKN ausstellt, entsteht der (falsche) Eindruck, Deutschland importiere seine Energiewende aus dem Ausland.

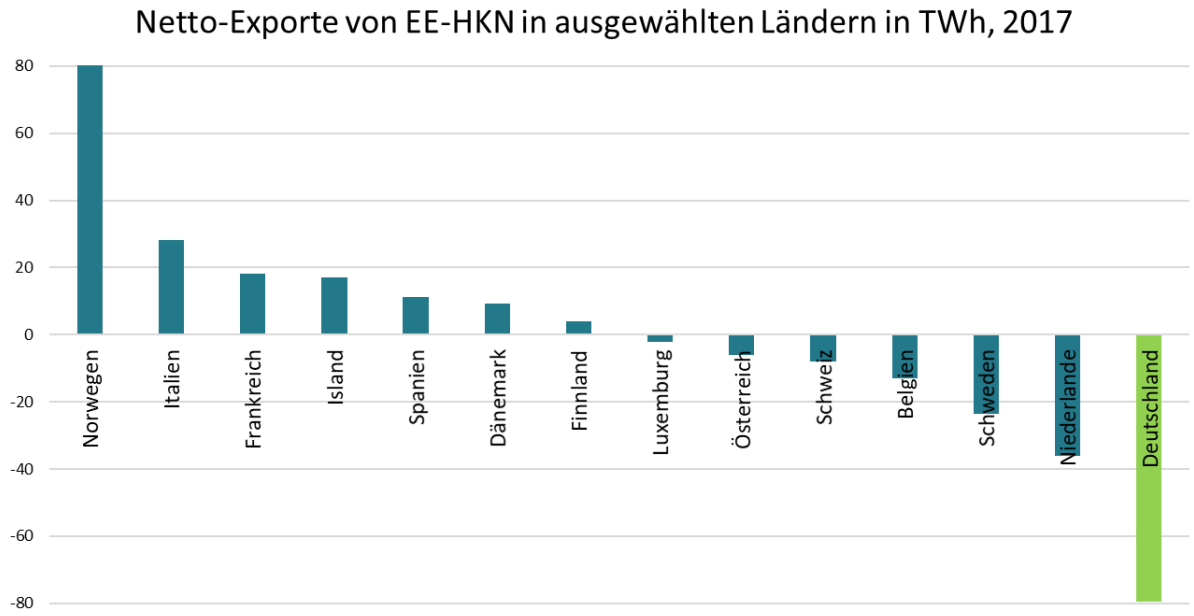


Abbildung 7: **Europäisches Ungleichgewicht im HKN-Handel**

Derzeit ist Deutschland Netto-Importeur von HKN im Umfang von rund 80 TWh.[38] Würden HKN für den gesamten in Deutschland erzeugten Ökostrom in Höhe von zuletzt (2017) rund 218 TWh ausgestellt (und nicht, wie hier vorgeschlagen, nur für Neuanlagen), würde der europäische HKN-Markt durch deutsche HKN überflutet.[39] Deutschland würde sich, selbst wenn der gesamte deutsche Ökostrommarkt durch deutsche HKN abgedeckt wird, vom größten HKN-Importeur zum größten HKN-Exporteur entwickeln.[40] Die dann in Deutschland produzierbaren HKN könnten nicht nur den bisherigen fÖM in Deutschland komplett versorgen, sondern könnten im Umfang von über 120 TWh exportiert werden. Dies würde den Marktpreis für alle Qualitäten von HKN voraussichtlich stark senken und somit zu einem unerwünschten Effekt für die stärker marktbasierte Finanzierung des EE-Ausbaus führen. Herkunftsnachweise für bestehende EEG-geförderte Anlagen sollten alleine aus diesem Grund weiterhin nicht ausgestellt werden dürfen.

Eine Beschränkung von HKN auf neu gebaute Anlagen würde die Aufnahmefähigkeit des bereits großen und weiter wachsenden europäischen Ökostrommarktes voraussichtlich nicht überfordern. Die jährlich neu auf den Markt gelangenden Herkunftsnachweise wären quantitativ überschaubar und könnten zudem durch eine flankierende Politik zur Ausweitung der Ökostrom-Nachfrage (siehe näher unten) mindestens kompensiert werden. Auf Basis der geplanten Ausschreibungsmengen ist für die Jahre 2020 bis 2023 mit einer jährlichen Menge von 12 Millionen zusätzlich erzeugten HKN zu rechnen.[41] Ausgehend von einer gleichmäßigen Verteilung von Inbetriebnahmezeitpunkten in den jeweiligen Jahren würden so in dem gesamten Zeitraum rund 42 Millionen zusätzliche HKN erzeugt.[42]

E.3 Mehr Markterlöse durch höhere CO_2-Preise im Stromsektor

Dem Ausstoß von Treibhausgasen als Hauptverursacher des Klimawandels einen Preis aufzuerlegen, gilt als das weltweit verbreitetste[43] und wissenschaftlich anerkannteste Instrument zu

---

[38] Diese Zahl übersteigt die in Abschnitt B bezifferte Größe des Ökostrommarktes. Die Diskrepanz ist wohl auf abweichende Methodiken der zwei unterschiedlichen Datenquellen zurückzuführen. An dieser Stelle geht es nur um die Tendenz; auch mit HKN-Nettoimporten in Höhe des oben bezifferten Ökostrommarktvolumens läge Deutschland an erster Stelle.

[39] *AG Energiebilanzen*, Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Stand: 02.02.2018.

[40] Siehe die Zahlen bei *AIB* Jahresbericht 2017, S. 12.

[41] Die angenommenen jährlichen Zubaumengen liegen für von Windenergie bei 2.900 MW onshore und 850 MW offshore, für Photovoltaik bei 2.500 MW (wovon nur 1.500 MW berücksichtigt wurden, da der übrige 40%-Anteil mit einer Anlagengröße unter 100 kW aufgrund der hohen Transaktionskosten voraussichtlich nur wenige HKN generieren wird) und für Biomasse bei 200 MW.

[42] *BDEW* 2017, S. 28-30; *ISE* 2018, S. 16; *DBFZ* 2017, S. 27.

[43] Zur globalen Verbreitung solcher Instrumente, siehe z.B. *Nadel*, Learning from 19 Carbon Taxes: What Does the Evidence Show?, 2016.

Bekämpfung der Erderwärmung.[44] Der politische Erfolg des Instruments ist nicht zuletzt seiner einfachen und intuitiven Wirkungsweise geschuldet: Werden Emittenten verpflichtet, für jede Einheit produzierter Treibhausgase ein Emissionsrecht zu kaufen, ist davon auszugehen, dass diese künstlichen Kosten zu einer Verringerung der Emissionsmenge führen werden – sofern der Preis hoch genug ist, um eine messbare Verhaltensänderung zu bewirken.

Dennoch soll die Wirkungsweise dieses Instruments im Stromsektor hier noch etwas genauer betrachtet werden, um auch ihr Zusammenspiel mit dem fÖM zu beleuchten. Die beiden Instrumente haben das gleiche Ziel – die Verringerung der THG-Emissionen – und gehen insofern Hand in Hand. Dennoch gibt es auch einen direkten positiven Effekt höherer CO_2-Preise auf das Funktionieren des fÖM an sich, wie anhand der nachfolgenden Abbildung erläutert werden soll.

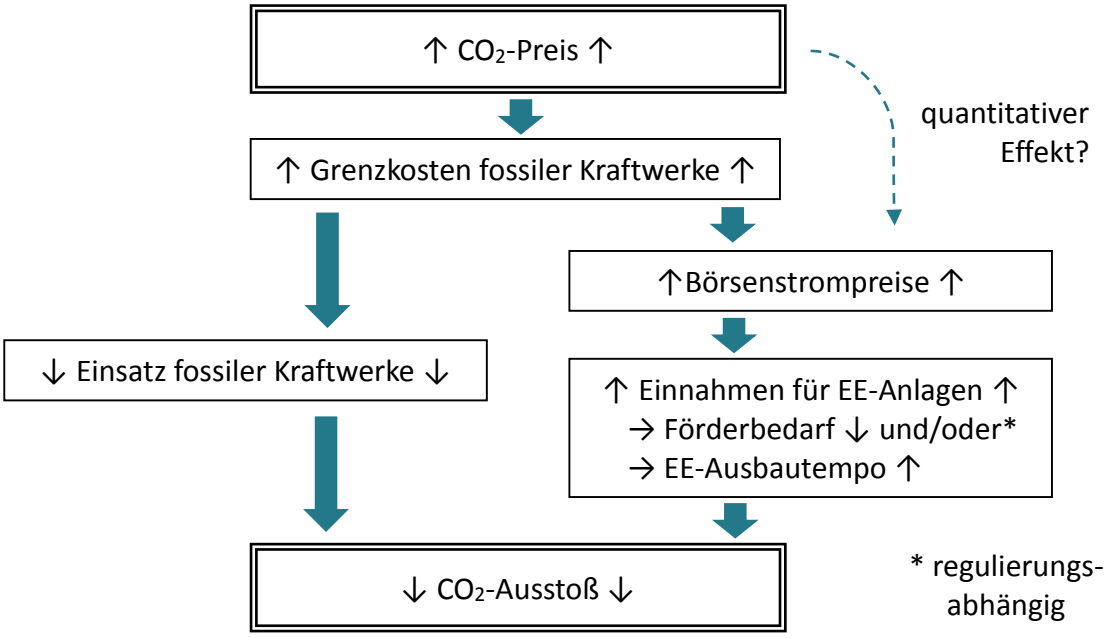


Abbildung 8: Wirkungsweisen höherer CO2-Preise

Zunächst erhöht ein höherer CO_2-Preis die Grenzkosten der davon erfassten fossilen Kraftwerke. Dadurch wandern diese in der Merit Order nach rechts und werden nur noch bei höheren Strompreisen, also seltener eingesetzt. Dies ist der direkte Effekt des CO_2-Preises auf die Emissionsmenge. Hinzu kommt ein indirekter Effekt, der die Rolle des fÖM berührt: Der genannte Merit-Order-Effekt führt insgesamt zu höheren Preise an den Strombörsen, also auch

[44] Siehe z.B. *Hermann u.a.*, Klimaschutz im Stromsektor 2030, 2017; sowie *Matthes u.a.*, Dem Ziel Verpflichtet – CO_2-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland, 2018.

zu steigenden Einnahmen für EE-Anlagen. Je nach Ausgestaltung des Förderregimes für Erneuerbare Energien ergibt sich eine der folgenden beiden Auswirkungen (wobei der Gesetzgeber durchaus auch eine gemischte Wirkung erzielen könnte):

- Gemäß dem EEG sinkt bei gleichbleibendem „anzulegenden Wert“ (= Gesamtverdienst der EE-Betreiber) aufgrund des höheren Markterlöses die Marktprämie, also die staatliche Förderkomponente. Die Wirkung ist eine geringere EEG-Umlage, es erfolgt aber keine Beschleunigung des EE-Ausbaus und somit kein direkter zusätzlicher Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Reduzierung des Treibhausgasausstoßes.

- Mit einem geänderten regulatorischen Rahmen, zu dem in den nachfolgenden Abschnitten einige Vorschläge gemacht werden, kann der durch die höheren CO_2-Preise induzierte Zusatzverdienst der EE-Betreiber durchaus eine Beschleunigung des EE-Ausbaus und somit einen weiteren Effekt zur Reduzierung der Treibhausgase bewirken. Eine zusätzliche Reduktion entsteht deshalb, weil ohne EE-Ausbau der nach Zurückfahren der fossilen Kraftwerken fehlende Strom vermehrt aus dem Ausland aus fossilen Kraftwerken importiert werden müsste.

Während diese Wirkungskette in der Theorie einleuchtet, bleibt unklar, ob die bislang aus dem EU-Emissionshandel (EU Emissions Trading Scheme, EU-ETS) entstehenden CO_2-Zertifikatepreise, weil sie in der Vergangenheit sehr niedrig waren, praktisch geeignet sind, eine spürbare Klimaschutzwirkung zu entfalten.

Auch wenn aktuell der CO_2-Preis mit rund 20 Euro/MWh deutlich höher liegt als in den vergangenen Jahren, herrscht weitgehende Einigkeit, dass der CO_2-Preis noch deutlich höher liegen müsste, um die zur Einhaltung der deutschen und europäischen Klimaziele notwendige Wirkung zu entfalten.[45] Entsprechend haben sich eine Reihe von Studien mit der Frage beschäftig, wie hoch der CO_2-Preis tatsächlich liegen müsste, um die gewünschten Emissionsminderungen zu erzielen. Gewissermaßen als Nebenprodukt solcher Szenarien ergibt sich immer auch ein Börsenstrompreis als jeweiliges Ergebnis der angenommenen CO_2-Preise. Dieser Zusammenhang zwischen CO_2-Preis und Börsenstrompreis ist von zentralem Interesse für die vorliegende Studie, wie in Abbildung 8 oben schon angedeutet: Wenn der CO_2-Preis weiter steigt, sei es im Zuge der bereits beschlossenen Verknappung oder zusätzlicher politischer Instrumente auf europäischer oder nationaler Ebene (Stichwort „CO_2-Steuer“), welche Wirkungen sind dann zu erwarten auf den Börsenstrompreis und somit auf die Fähigkeit des fÖM, den EE-Ausbau zunehmend aus dem Markt zu finanzieren oder gar zu beschleunigen?

[45] Siehe z.B. *Matthes u.a.*, Dem Ziel Verpflichtet – CO_2-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland, 2018, S. 4: „Der Emissionshandel wird [bei den derzeitigen Preisen] kurz- und mittelfristig weiterhin keine Lenkungswirkung in Richtung einer CO2-Minderung entfalten können.“

	Strompreiserhöhung (ct/MWh) bei CO_2-Preisanstieg um 1€/t		
Studie	**nationale Erhöhung**	**EU-weite Erhöhung**	**Bemerkung**
Energy Brainpool, 2017[46]	40ct / 30ct		in 2020 / 2025
EWI, 2017[47]		55ct	
UBA, 2017[48]	21ct / 23ct	51ct	nur Kohle / alle Brennstoffe
Matthes u.a., 2018[49]	64ct/67ct/58ct	64ct/72ct/68 ct (W-Mitteleuropa)	Mindestpreis von €15/25/35
[eigene Berechnung]		67ct	Regressionsanalyse

Tabelle 2: Wirkung CO_2-Preisanstieg auf Börsenstrompreis

Tabelle 2 zeigt eine knappe Darstellung der in diesem Zusammenhang wesentlichen Ergebnisse von vier Studien zu den Auswirkungen höherer CO_2-Preise. In den Arbeiten wird jeweils der Kraftwerkspark modelliert, um eine Vorhersage darüber treffen zu können, wie sich ein höherer CO_2-Preis auf den Einsatz der verschiedenen Kraftwerkstypen und somit auf den Strompreis und die CO_2-Emissionen auswirkt. Trotz Unterschiede in den Modellannahmen liegen alle Ergebnisse in der gleichen Größenordnung von einem Fünftel bis gut einem halben Euro Erhöhung des Börsenpreises pro MWh bei Steigerung des CO_2-Preises um einen Euro pro Tonne.[50] In der letzten Zeile der Tabelle 2 findet sich das Ergebnis einer eigenen Abschätzung auf der Grundlage der Tagesendpreise für Strom, Emissionszertifikate, Kohle und Gas im Zeitraum Januar 2017 bis August 2018. Regressiert man den Strompreis auf die Preise der Inputs, so ergibt sich eine Strompreissteigerung von ca. 67ct pro Megawattstunde für jede Steigerung des Zertifikatepreises um einen Euro pro Tonne, wobei Einflüsse des Kohle- und Gaspreises herausgerechnet werden.

Aus diesen Betrachtungen und Ergebnissen lässt sich ableiten, dass eine weitere, nachhaltige Steigerung des CO_2-Preises um mindestens €20, die angesichts der nationalen und internationalen Klimaziele dringend geboten scheint, zu einer Erhöhung des Börsenstrom-preises im Bereich von €5 bis €10 pro Megawattstunde führen würde. Unter diesen

[46] *Energy Brainpool*, Wirkungsweise einer CO_2-Steuer im Strommarkt, 2017.

[47] *Hecking/Kruse/Obermüller*, Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO_2, 2017.

[48] *Hermann u.a.*, Klimaschutz im Stromsektor 2030, 2017.

[49] *Matthes u.a.*, Dem Ziel Verpflichtet – CO_2-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland, 2018.

[50] Die resultierende Steigerung der Verbraucherpreise für Strom kann hiervon deutlich abweichen, weil einerseits durch die höheren CO_2-Preise die EEG-Umlage sinkt, wie oben erläutert (siehe auch *Matthes u.a.*, Dem Ziel Verpflichtet, 2018, S. 7), andererseits aber die Umsatzsteuer Preisänderungen verstärkt.

Voraussetzungen könnte der fÖM einen deutlich größeren Beitrag zur Finanzierung der Energiewende leisten; der Bedarf an staatlicher Förderung würde entsprechend sinken. Die hier abgeschätzte Preissteigerung könnte über ihre Wirkung auf die aktuell geförderten EE-Anlagen hinaus auch den Ausschlag geben für den Weiterbetrieb vieler Anlagen, deren EEG-Förderung ab Anfang 2021 ausläuft („Ü20-Anlagen“), und somit ganz direkt den EE-Ausbau unterstützen.

Eine relevante Steigerung der Verbraucherpreise für Haushaltskunden muss mit der Einführung eines CO_2-Mindestpreises nicht verbunden sein, wenn dieser für den öffentlichen Haushalt aufkommensneutral eingeführt wird, d.h. zusätzliche staatliche Einnahmen an die Verbraucher weitergegeben werden.[51]

E.4 Effizientere Förderung und Marktintegration durch Investitionsförderung

Das EEG ist ein Erfolgsmodell und ganz überwiegend verantwortlich für den im internationalen Vergleich rasanten hiesigen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Mit dem in wenigen Jahren zu erwartenden Ausbau der Erneuerbaren Energien auf über 50% der Stromerzeugung tritt die Energiewende jedoch in eine neue Phase, und auch das EEG steht vor neuen Herausforderungen. Vor allem müssen Veränderungen in der Fördersystematik diskutiert werden. In diese Diskussionen muss auch die Perspektive der Vermarktung der Energie auf dem freiwilligen Ökostrommarkt einfließen.

Gesucht wird ein Fördermodell, das die Preissignale des Marktes nicht verzerrt, dadurch volkswirtschaftlich effizienter ist und zudem möglichst optimale Vermarktungsmöglichkeiten im wettbewerblichen Ökostrommarkt bietet, insbesondere für PPAs (Power Purchase Agreements, s. näher unten). Das im Folgenden angerissene Modell bietet hierfür einige Anstöße.

Fehlanreize von Einspeisevergütung und Marktprämie bei hohen EE-Anteilen

Die EEG-Förderung war ursprünglich darauf ausgerichtet, mit jeder einzelnen geförderten EE-Anlage möglichst viele kWh zu erzeugen. Die Frage, ob bzw. wann dieser Strom gebraucht wurde, spielte bei niedrigen EE-Anteilen im Strommix noch keine Rolle. Erst in den vergangenen Jahren hat der Gesetzgeber diese Frage an einzelnen Punkten adressiert (z.B. Flexibilisierung von Biogasanlagen, keine Marktprämie bei negativen Strompreisen). Strukturell setzt das Förderregime jedoch noch immer aus Marktperspektive falsche Anreize zur „Systemdienlichkeit“ der EE-Anlagen.

[51] Für einen Überblick zu den verschiedenen Modellen einer haushaltsneutralen Abgabengestaltung siehe *Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages*, Die CO_2-Abgabe in der Schweiz, Frankreich und Großbritannien - mögliche Modelle einer CO2-Abgabe für Deutschland, 2018.

Der ursprüngliche EEG-Einspeisetarif eignet sich gut als Anschauungsmodell, weil er eine für das Stromsystem kontraproduktive Anreizwirkung verursachte, die im Prinzip auch für die heutige Marktprämie noch gilt. Ein Betreiber einer EE-Anlage kann durch vier Arten von Entscheidungen Einfluss auf deren Systemdienlichkeit nehmen: die Wahl des Standortes, der Erzeugungstechnologie, des Anlagendesigns und der Anlagenfahrweise.[52] In keinem der vier Bereiche erzeugt der Einspeisetarif geeignete Anreize für den Anlagenbetreiber, die Gesamtkosten des Stromerzeugungssystems zu minimieren oder auch nur in den Blick zu nehmen. Denn über den Einspeisetarif ist für den Erzeuger jede eingespeiste Kilowattstunde gleich viel wert – unabhängig davon, wie viel der Strom momentan für das Energiesystem wert ist („produce and forget"). Der Empfänger eines Einspeisetarifs kennt folglich nur die Maxime, immer so viel wie möglich zu produzieren – selbst wenn der Börsenstrompreis unter den Grenzkosten der Anlage liegt. Diese Anreize auf das Einspeiseverhalten setzen sich entsprechend auch fort in den Entscheidungen zum Anlagendesign und -standort. Darin besteht die Ineffizienz eines solchen Fördersystems: Je weniger die erneuerbaren Energien in ihrem Einspeiseverhalten auf die aktuelle Markt- und Versorgungssituation eingehen können oder wollen, desto mehr muss die für die Versorgungssicherheit nötige Flexibilität teuer an anderer Stelle beschafft werden, sei es in Form von Speichern, Nachfragemanagement oder dem Vorhalten von Gaskraftwerken, die nur wenige Stunden im Jahr laufen und entsprechend bezuschusst werden müssen.

Das Marktprämienmodell wurde mit der EEG-Novelle 2012 mit dem Ziel eingeführt, die Erneuerbaren näher an den Markt zu bringen. Eingehendere Untersuchungen zeigen jedoch, dass auch die Marktprämie die EE-Erzeuger von Teilen der Marktsignale isoliert und somit keine optimalen Anreize zu bedarfsgerechter Einspeisung oder zu systemdienlichem Anlagendesign liefert.[53] Ähnliches gilt für das Fördermodell der Contracts-for-difference (CfD), mit denen Großbritannien seit 2014 den Ausbau der Erneuerbaren Energien fördert und die aktuell auch in Deutschland als Nachfolger der Marktprämie gehandelt werden.[54]

Effizienzgewinne durch Förderung per Investitionszuschuss

Der naheliegendste Anreiz für mehr Systemdienlichkeit der Erneuerbaren ist der Strompreis: Er gibt ein viertelstündliches Zeugnis darüber ab, wie wertvoll zusätzliche Stromeinspeisung momentan für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist. Wer seine EE-Anlage nach dem aktuellen Strompreis fährt, handelt weitgehend im Interesse der Gesellschaft und wird,

[52] *Neuhoff/May/Richstein*, Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell, 2017, S. 3.

[53] Siehe z.B. *Häseler*, Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options, 2014, oder *Neuhoff/May/Richstein*, Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell, 2017.

[54] Siehe u.a. *May/Neuhoff/Richstein*, Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy, 2018; Anreize zur Systemdienlichkeit lassen sich in diesem Modell nur mit zusätzlichen Instrumenten erreichen, die aber unabhängig vom CfD sind, oder mit längeren Referenzperioden, die wiederum die Vorteile dieses Fördersystems in Bezug auf die Finanzierungskosten aufzehren.

die Strompreisschwankungen antizipierend, die Anlage schon bei der Planung darauf ausrichten, z.B. auf die tendenziell höheren Strompreise bei Schwachwind. Ein solcher Betreiber wird also nicht mehr die Menge, sondern den Wert seiner Einspeisung maximieren. Und dieser betriebswirtschaftliche Wert stimmt größtenteils mit dem gesellschaftlichen Wert des erzeugten Stromes überein, die Entscheidungen des Betreibers sind also annähernd effizient. Da in diesem System für die Erzeuger die Erlöse größer sind als unter der Marktprämie, braucht es weniger Förderung. Anders ausgedrückt: Mit derselben Menge Fördergeld könnte wesentlich mehr EE-Leistung ausgebaut werden.

Damit die vom Strompreis ausgehenden Anreize für den Betreiber nicht verzerrt werden, muss die Höhe der Förderung unabhängig sein von kurzfristigen Entscheidungen des Betreibers und daher schon bei der Konzeptionierung der Anlage feststehen.[55] Gefördert wird nicht mehr die produzierte Strommenge (kWh), sondern eine vorab festgelegte Größe in Abhängigkeit von den Charakteristiken der Anlage – vereinfachend: ihre Kapazität (kW).[56] In der Folge wird der Anlagenbetreiber seine Entscheidungen zur Auslegung und zum Betrieb der Anlage viel mehr als bisher auf Grundlage von erwarteten Marktpreisen treffen. Zum Beispiel verbessern sich die Anreize in den folgenden Bereichen:

- Es gibt keine Einspeisung unter Grenzkosten mehr.
- Die Entscheidung zur Anlagenlaufzeit richtet sich nur nach den erwarteten Erlösen und Kosten, nicht nach einer willkürlichen Förderdauer; es werden also z.B. keine Anlagen „künstlich“ am Leben erhalten, deren Standort besser genutzt werden könnte (Repowering).
- Insbesondere bezüglich des Anlagendesigns ist mehr Systemdienlichkeit zu erwarten:
  - Aus Biogasanlagen werden echte Spitzenlastkraftwerke mit größeren Gas- und Wärmespeichern und ggf. höherer Leistung.
  - Windkraftanlagen werden für Zeiten hoher Strompreise, also Schwachwindphasen ausgelegt.
  - Solaranlagen werden verstärkt auch nach Ost/West ausgerichtet.
  - Es können kombinierte EE-Erzeugungs- und Speicheranlagen entstehen (z.B. Power-to-Gas), für die bislang die wirtschaftliche Perspektive fehlt.

[55] EE-Investitionsentscheidungen noch stärker den Kräften des Marktes auszusetzen, ist auch eine Kernforderung des „Drei-Säulen-Modells“, siehe *BDEW*, Investitionsrahmen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau, 2018.

[56] Siehe *Matthes u.a.*, Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, 2014, und *Häseler*, Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options, 2014.

Ausgestaltung

Von den vielen zu bestimmenden Gestaltungsparametern eines solchen Fördersystems soll hier nur kurz auf zwei Kernelemente eingegangen werden: die Bemessungsgrundlage und die Gestaltung der Auszahlung.

Worauf genau soll sich die Höhe der Förderung beziehen? Oben wurde vereinfachend die Anlagenkapazität genannt: „kW statt kWh“. Klar ist, dass die Wahl der Bezugsgröße essenziell ist, weil sie über das zukünftig vorherrschende Anlagendesign mitentscheidet. Für PV erscheint die Kapazität als Bemessungsgrundlage tatsächlich unverfänglich. Bei der Windkraft hingegen würde eine Förderung der Kapazität solche Anlagen bevorzugen, die relativ zur Rotorfläche große Generatoren haben: Starkwindanlagen – die aufgrund der bisherigen Förderung ohnehin schon überrepräsentiert sind. Besser wäre hier eine Bezugsgröße, die wiederum auf mehr Systemdienlichkeit abzielt, also z.B. der nach einem Standardverfahren prognostizierte Jahresstromertrag bei geringen und mittleren Windgeschwindigkeiten.[57]

Die zweite hier zu diskutierende Ausgestaltungsfrage betrifft die tatsächliche Auszahlung der Förderung. Das Öko-Institut[58] favorisiert eine monatliche Auszahlung und spricht von einer *Kapazitätszahlung*. Möglicherweise vorzugswürdig wäre jedoch eine vollständige Förderungszahlung bei Inbetriebnahme der Anlage.[59] Ein solcher *Investitionszuschuss* wird bereits in Österreich und Schweden gezahlt, allerdings nur für PV. Die einmalige Zahlung bei Inbetriebnahme hat u.a. folgende Effizienzvorteile:

- Eine monatliche Zahlung über eine bestimmte Anzahl von Jahren würde die Entscheidung über die Lebensdauer der Anlage gegenüber einer auf rein marktlichen Erwägungen basierenden Entscheidung verzerren (s.o.).
- Bei einem einmaligen Investitionszuschuss ist der Finanzierungsbedarf des Projektes wesentlich geringer (siehe auch nachfolgend).
- Es ist für alle Beteiligten günstiger, die Förderung einmalig auszuzahlen als an 240 Terminen (bei Auszahlung über 20 Jahre).

In jedem Fall kann die Höhe des Investitionszuschusses wie derzeit auch der anzulegende Wert wettbewerblich über Auktionen ermittelt werden.

---

[57] Einen detaillierten Vorschlag in diese Richtung machen *Matthes u.a.*, Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, 2014, S. 5.

[58] *Matthes u.a.*, Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, 2014.

[59] Gemäß *Häseler*, Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options, 2014.

Finanzierungskosten

Ein Fördermodell, in dem die Betreiber von EE-Anlagen (bewusst!) den vollen Strompreisschwankungen ausgesetzt werden, wird der Kritik ausgesetzt sein, die Zinssätze für ein solches Projekt seien angesichts der unsicheren Ertragslage prohibitiv.[60] Diese Kosten müssten dann durch höhere Förderung ausgeglichen werden, was die möglichen Effizienzgewinne des Modells zunichtemachen würde.

Es ist jedoch fraglich, ob die in diesem Modell zu erwartenden Risikozuschläge beim Zinssatz in der Gesamtkalkulation zu höheren Finanzierungskosten führen – und falls ja, ob dieser Nachteil gegenüber den beschriebenen Effizienzgewinnen tatsächlich überwiegt. In Tabelle 3 werden die Finanzierungskosten in ihre zwei Determinanten Kredithöhe und Risiko/Zinsniveau aufgeteilt, und diese werden vergleichend für das derzeitige und das hier vorgeschlagene Fördermodell gegenübergestellt. Beim Zinssatz schneidet die Marktprämie besser ab: Bei beiden Modellen trägt der Betreiber das volle Mengenrisiko (z.B. die Höhe des Windertrags). Im Investitionszuschussmodell ist zusätzlich auch das Preisrisiko unbegrenzt – das ist schließlich eine zentrale Motivation des Modells –, bei der gleitenden Marktprämie trägt der Betreiber hingegen nur das Risiko von Preisschwankungen innerhalb eines Monats. Umgekehrt verhält es sich bei der Kredithöhe: Aktuell muss ein Betreiber anfangs die vollen Kosten des Projekts finanzieren, um sie dann im Laufe der Jahre aus Markterträgen und der Förderung zu decken. Im Investitionszuschussmodell ist der Finanzierungsbedarf hingegen wesentlich geringer, weil die Förderung in Gänze gleich bei Inbetriebnahme ausgezahlt wird.

Komponenten der Finanzierungskosten	**gleitende Marktprämie (kWh)**	**Investitionszuschuss (kW)**
Risiko (→ Zinssatz)	reduziert: • volles Mengenrisiko • nur kurzfristiges Preisrisiko	hoch: • volles Mengenrisiko • volles Preisrisiko
Kredithöhe	hoch: Förderung über 20 Jahre	reduziert: Förderung bei Inbetriebnahme

Tabelle 3: Finanzierungskosten Investitionszuschussmodell vs. Marktprämie

Im Investitionszuschussmodell ist somit das Risiko und damit der zu erwartende Zinssatz höher, jedoch der Kapitalbedarf deutlich geringer. Der Nettoeffekt ist unklar.

[60] Im Vorgriff auf solche Kritik hat z.B. das Öko-Institut zur Absicherung seines Kapazitätsmodells einen komplizierten „Risikobandbreitenmechanismus“ entwickelt: *Matthes u.a.*, Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, 2014. Für das DIW sind die Finanzierungskosten das wichtigste Kriterium für den Erfolg eines Fördermodells: *May/Neuhoff/Richstein*, Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy, 2018.

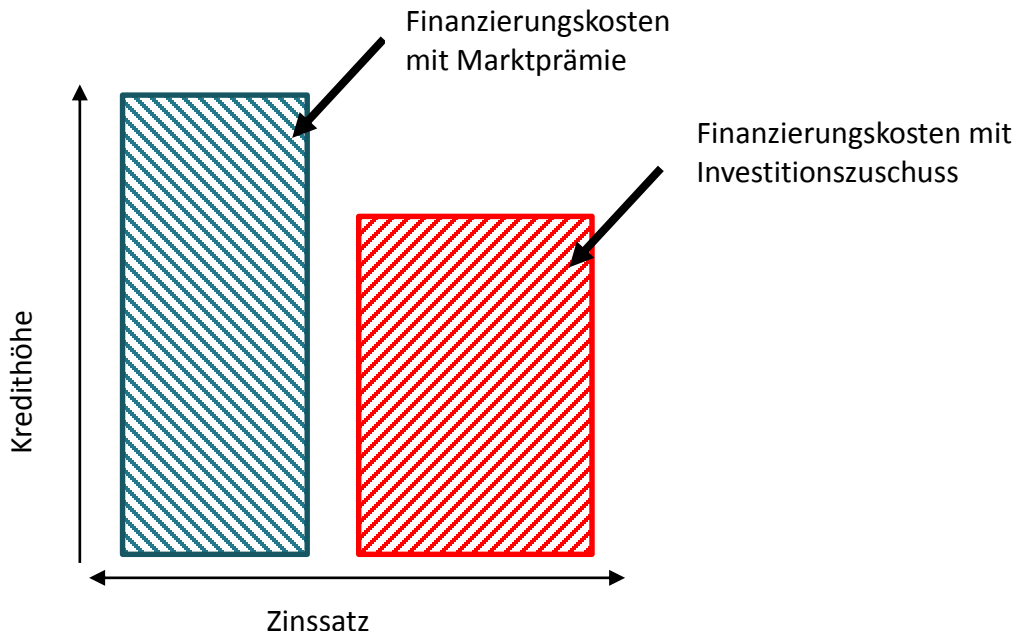


Abbildung 9: **Finanzierungskosten Investitionszuschussmodell vs. Marktprämie**

Das höhere Preisrisiko im Investitionszuschussmodell ließe sich zudem über PPAs auffangen, auf die in einem späteren Abschnitt ausführlich eingegangen wird. Im jetzigen Marktprämienmodell hingegen sind PPAs, die ein wichtiges Wachstumsfeld des fÖM sein können, ausgeschlossen (parallel zur Marktprämie) bzw. unattraktiv (als Alternative zur Marktprämie).

Im vorgeschlagenen Modell könnten die Anlagenbetreiber zudem Erlöse durch die Vermarktung der Herkunftsnachweise unabhängig von den fluktuierenden Strompreisen erzielen.

Es wird vorgeschlagen, dieses Modell zunächst versuchsweise neben (und bei Erfolg: anstelle) den Auktionen mit dem bestehenden Marktprämienmodell einzuführen. Das beschriebene Investitionsfördermodell würde durch spezielle Sonder-Ausschreibungen insoweit zunächst graduell und parallel zum Marktprämienmodell eingeführt oder auch erst getestet werden. Die mit der Einführung eines neuen Fördermodells verbundenen politischen und wirtschaftlichen Risiken können auf diese Weise auf ein überschaubares Maß reduziert werden.

E.5 Zusätzlicher EE-Ausbau durch geänderte Ausschreibungen

Es liegt auf der Hand, dass die derzeitigen Regelungen des EEG mit seinen Ausbaudeckeln oder -pfaden und Kapazitätsausschreibungen den fÖM daran hindern, seine potenzielle Wirkung auf die Energiewende voll zu entfalten. Dieser Abschnitt will zeigen, dass auch andere Regelungen möglich sind und näher evaluiert werden sollten.

Im Verlauf dieser Studie wurden wiederholt zwei unterschiedliche Ziele des fÖM angesprochen. Einerseits soll der fÖM eine größere Rolle bei der Finanzierung des EE-Ausbaus übernehmen. Dies könnte als das „kleine Ziel“ bezeichnet werden. Das ambitioniertere „große Ziel“ hingegen ist, den EE-Ausbau gegenüber dem Status quo zu beschleunigen. Dies ist das zumindest implizite Versprechen des fÖM aus seinen Anfangszeiten, als das EEG eine echte Ausbauwirkung im Prinzip noch zuließ.

Offensichtlich kann der fÖM angesichts der Ausbaudeckel das große Ziel derzeit nicht erreichen. Auch die hier vorgeschlagenen Maßnahmen können unter den gegebenen Bedingungen bestenfalls zum kleinen Ziel beitragen. Dies wird noch deutlicher, wenn man im Detail die Wirkung der für alle mittleren und großen EE-Anlagen vorgeschriebenen Ausschreibungen betrachtet. In einer Ausschreibung gewinnt, wer sich mit dem geringsten „anzulegenden Wert“ (Vermarktungserlös an der Börse plus gleitende Marktprämie) begnügt. Da die Kapazität pro Ausschreibung und damit pro Jahr vorgegeben ist, haben Änderungen in den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen keinen Einfluss auf die EE-Ausbaugeschwindigkeit, sondern nur auf die Förderhöhe. Einige Beispiele:

- Gelingt es den Erneuerbaren, ihre Kosten weiter zu senken, versickern diese Effizienzgewinne in den Auktionen: Um gerade eben noch profitabel zu sein, können die Bieter nun mit weniger Förderung auskommen und reichen dementsprechend geringere Gebote ein. Das dient dem kleinen Ziel (die EEG-Umlage sinkt), aber nicht dem großen. Die Branche kann also die Früchte ihres eigenen Erfolgs nicht ernten.

- Steigt der in Zukunft erwartete Strompreis, z.B. wegen einer politisch forcierten Erhöhung des CO_2-Preises, steigt somit auch der erwartete Vermarktungserlös, also können (bzw. müssen) die Auktionsteilnehmer wiederum ihre Gebote reduzieren. Ergebnis: siehe oben.

- Wird die Förderung effizienter gestaltet, z.B. gemäß dem Vorschlag des vorherigen Abschnitts, bringt jeder Fördereuro den EE-Betreibern mehr Nutzen, also können sie mit weniger Förderung auskommen. Wiederum wird das kleine, aber nicht das große Ziel erreicht.

- Wird es, wie in dieser Studie wiederholt empfohlen, neuen EE-Anlagen trotz Förderung gestattet, HKN auszustellen, so werden diese Zusatzerlöse für die Anlagenbetreiber sofort wieder in die Gebote eingepreist – Ergebnis: siehe oben. Die Zahlungsbereitschaft der Ökostromkunden für eine Beschleunigung der Energiewende kann so nicht umgesetzt werden, der fÖM kann die Hoffnung der Kunden bezüglich des großen Ziels nicht erfüllen. Die einzige Wirkung ist, wie gehabt, dass die EEG-Umlage sinkt. Im Klartext bedeutet das, dass der unveränderte EE-Ausbau dann weniger von allen Stromkunden und mehr von den Ökostromkunden bezahlt wird – die Ökostromkunden entlasten die Graustromkunden, ohne direkten Nutzen für die Energiewende.

Diese Situation dürfte von vielen Ökostromkunden, also von einem erheblichen und wachsenden Teil der Bevölkerung, als unbefriedigend erachtet werden. Aber es geht auch anders. Näher geprüft werden sollte insbesondere der folgende Ansatz:

In den Auktionen wird nicht mit Geld (anzulegender Wert) auf Mengen (Kapazitäten) geboten, sondern anders herum. Der Staat schreibt Förderbeträge aus. Die Förderung ist, wie im vorherigen Abschnitt empfohlen, als Investitionszuschuss zu zahlen und kann nach Belieben differenziert werden nach Erzeugungstechnologie, Standort, usw. Werden viele kleinere Beträge ausgeschrieben, wird Akteursvielfalt angereizt. Wer für diesen Förderbetrag die größte Anlagenkapazität oder eine ähnliche Bezugsgröße wie der erwartete Jahresertrag bei Schwachwind (s.o.) bietet, erhält den Zuschlag, also das Versprechen, bei Inbetriebnahme den Investitionszuschuss zu bekommen. Sinken die Kosten der Erneuerbaren oder steigen die erwarteten Vermarktungserlöse, z.B. aufgrund höherer CO_2-Preise oder aufgrund zusätzlicher Erlöse aus der Vermarktung von HKN, so wird für einen gegebenen Förderbetrag mehr Kapazität geboten, der Zubau wird also beschleunigt. Dann ist das große Ziel erreicht und der fÖM hat sein Versprechen voll eingelöst.

Auch dieser Vorschlag kann parallel zum bestehenden System zunächst mit kleineren Förderbeträgen eingeführt oder getestet werden, um das politische und wirtschaftliche Risiko zu minimieren. Die vorgeschlagene Regelung bedeutet zudem nicht, dass der Gesetzgeber jegliche Kontrolle über das Ausbautempo verlöre. Ein unkontrollierter „Wildwuchs“ oder ein Zusammenbrechen des Ausbaus ist nicht zu befürchten. Denn über die Bestimmung der auszuschreibenden Förderbeträge ist eine Lenkung des Ausbaus weiterhin kurzfristig möglich. Was sich hingegen grundlegend ändert, ist die Kontrolle über die Kosten: Bei Ausschreibung der Investitionsförderbeträge weiß die öffentliche Hand jederzeit auf den Cent genau, was die Ausschreibungen kosten und wie hoch also die Förderung einer Anlage über ihre ganze Lebensdauer hinweg ist. Ganz anders im heutigen System: Die Förderkosten sind sowohl im Moment der Ausschreibung ungewiss (siehe z.B. die extrem unterschiedlichen Gebotshöhen in den ersten Ausschreibungen für Offshore Wind) als auch über die gesamten nächsten 20 Jahre hinweg – fällt z.B. der Börsenstrompreis, steigt die Marktprämie und somit die EEG-Umlage.

Abbildung 10 verdeutlicht den Kern des neuen Ausschreibungsdesigns: Aus variabler Förderung und fixer EE-Menge wird ein fixer Förderbetrag, der im Zusammenspiel mit variablen Markterlösen zu einem dynamischen Wachstum führt, dass nicht zuletzt durch die Nachfrage der Ökostromkunden getrieben wird.

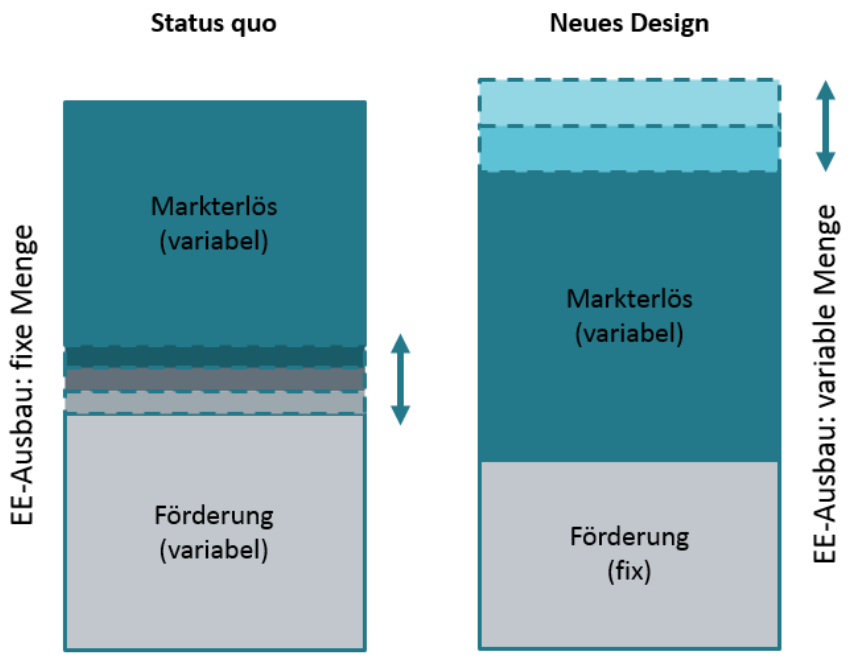


Abbildung 10: **Wirkungsweisen unterschiedlicher Auktionsdesigns**

F. Die Nachfrage stärken

Für eine Optimierung der Wirkung des Ökostrommarktes für die Energiewende ist neben der beschriebenen Neuausrichtung der Angebotsseite auch eine entsprechende Vergrößerung der Nachfrage sinnvoll und erforderlich. Die mit der Ausstellung von HKN für neue EEG-geförderte Anlagen verbundene Ausweitung des HKN-Angebots würde ohne eine parallele Ausweitung auf der Nachfrageseite auf Dauer zu einem Überangebot im Markt und einem Preisverfall führen. Dadurch würden der Finanzierungsbeitrag aus dem HKN-Verkauf durch die Anlagenbetreiber und der Wirkungsbeitrag des fÖM für die Energiewende verringert. Gelingt es hingegen, die Nachfrage nach Ökostrom zu vergrößern, steigt auch die Nachfrage nach Herkunftsnachweisen, es fließt mehr Geld aus dem fÖM an die Anlagenbetreiber und der monetäre Anreiz zum Bau und Betrieb dieser Anlagen steigt.

Die Vergrößerung der Finanzierungswirkung aus dem fÖM kann dabei sowohl über die Ausweitung des Volumens der ausgestellten Herkunftsnachweise wie auch durch eine weitere Steigerung der Marktpreise pro HKN erfolgen. Steigende HKN-Preise wirken sich unmittelbar positiv auf die Energiewende-Wirksamkeit des fÖM aus, weil dadurch neue Anlagen finanziell angereizt werden. Dieser Effekt wird jedoch strukturell durch die parallel zu oder anstelle von Preissteigerungen mögliche Zunahme der HKN-Produktion aus bestehenden Anlagen begrenzt, denn in Europa gibt es noch ein theoretisch zu hebendes Potenzial von zusätzlich 213 TWh Herkunftsnachweisen durch bestehende Anlagen.[61] In jedem Fall führt eine Ausweitung der HKN-Nachfrage jedoch zu steigenden Zahlungsströmen in Richtung der Betreiber erneuerbarer Energien-Anlagen, auch wenn ein Teil der zusätzlichen Zahlungsströme „nur“ den Weiterbetrieb bestehender Anlagen unterstützt. Auch dies kann jedoch, wie das Beispiel der in den nächsten Jahren aus dem EEG fallenden Windkraftanlagen zeigt (siehe näher unten) ein wichtiger Baustein für die Energiewende sein.

In diesem Kapitel wird daher untersucht, welche Potenziale für eine weitere Nachfragesteigerung im deutschen fÖM in den maßgeblichen Kundensegmenten bestehen. Unsere Betrachtung geht dabei über den „klassischen“ Ökostrommarkt hinaus und bezieht auch neue Marktentwicklungen wie Power-Purchase-Agreements und die Rollenerweiterung der Stromkonsumenten zu -produzenten (Prosumer) mit ein.

F.1 Nachfrage bei Privatkunden

Der fÖM hat seinen Ursprung maßgeblich im Privatkundenbereich. Für die Zukunft besteht für den deutschen Markt ein weiteres Wachstumspotenzial. Dies lässt sich aus einer aktuellen

[61] *RECS international*, Development of the guarantees of origin market 2009 – 2017, 2018, S. 9; *AIB*, Jahresbericht 2017, S. 12.

Umfrage ableiten, wonach sich ein Viertel der befragten bisherigen Graustrom-Haushaltskunden für Ökostrom interessiert.[62]

Dieses Interesse ergibt sich alleine daraus, dass sich noch immer rund ein Drittel der Haushaltskunden im Grundversorgertarif befindet und somit noch keine eigenständige Wahl des Stromversorgers bzw. eines wettbewerblichen Stromtarifs getroffen hat. Diese Kunden zu erreichen ist einerseits potenziell einfacher als bei wettbewerblichen Haushaltskunden, weil die Grundversorgungstarife hochpreisig sind und oft sogar teurer als die Tarife von Ökostromversorgern. Andererseits ist die Ansprache dieser Kunden auch schwierig, weil ihre Verharrung im relativ teuren Grundversorgertarif für eine geringe Neigung spricht, sich aktiv mit einem Wechsel des Stromversorgers auseinander zu setzen. In jedem Fall erschweren die aktuellen Regelungen der Grundversorgung den Wettbewerb um diese Kunden und benachteiligen strukturell die Anbieter auf dem fÖM: Diese sind in aller Regel keine Grundversorger und haben daher einen Nachteil gegenüber den lokalen Grundversorgern, die aufgrund von Umzügen einen stetigen Zustrom an neuen Kunden bekommen und diesen Angebote zum Tarifwechsel machen können.[63] Ökostromversorger laufen hingegen strukturell Gefahr, durch Umzüge Kunden in die Grundversorgung zu verlieren. Es erscheint daher angebracht, für die Grundversorgung über neue Instrumente für eine Erleichterung des Wettbewerbs und damit auch eine Stärkung des fÖM nachzudenken. Insbesondere kommt eine Ausschreibung der Grundversorgung in Betracht, [64] bei der man auch Qualitätsanforderungen an den zu liefernden Strom stellen kann.

Ein neuartiges Wachstumspotenzial des Ökostrommarktes folgt aus der sich wandelnden Rolle der Ökostromkunden. Die Fotovoltaik-Stromerzeugung und -Eigennutzung durch Hauseigentümer (Eigenstrom) hat durch die sinkenden Erzeugungskosten („grid parity“) an Fahrt aufgenommen. Im Ein- und Zweifamilienhaus-Neubau sind PV-Anlagen heute Standard. Durch den Preisverfall bei Stromspeichern kann der Grad der solaren Eigenversorgung auf ca. 60-70% gesteigert werden. Für Ökostromversorger ergeben sich aus dieser Entwicklung zwar sinkende Absätze der „klassischen“ Stromlieferung – aber auch neue Geschäftsmodelle wie „integrierte“ Lösungen durch Installation und Betrieb von PV-Anlagen und Speichern sowie die Belieferung mit Ökostrom für den Reststrombedarf. Diese Geschäftsmodelle können auch unter den bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen erfolgreich aufgebaut und weiterentwickelt werden.

---

[62] *Schudak/Wallbott*, Verbrauchersicht auf Ökostrom, 2018.

[63] Eine aktuelle Umfrage von YouGov hat ergeben, dass insgesamt 57% der Stromkunden von einem Grundversorger versorgt werden (inkl. wettbewerbliche Tarife des Grundversorgers). Selbst wenn Kunden von diesem zu einem anderen Anbieter wechseln, haben Grundversorger eine gute Chance, die Kunden durch Direktansprache für einen Tarif außerhalb der Grundversorgung wiederzugewinnen, *YouGov*, Pressemitteilung vom 19. 11. 2018, Energiemarkt: Stromanbieter nutzen Rückgewinnungspotenzial nicht ausreichend.

[64] S. den aktuellen Vorschlag von *Jahn/Ecke*, Die Grundversorgung mit Gas und Strom in Deutschland, 2019; vgl. auch bereits *VZBV*, Energiewende: vzbv fordert Entlastung für Verbraucher, 2013.

Dies gilt jedoch nicht in gleicher Weise für die Bewohner von Mehrfamilienhäusern. Mieter sind von der beschriebenen Entwicklung des Ersatzes des Strombezugs durch kostengünstigere Eigenerzeugung vor Ort weitgehend ausgeschlossen. Zwar hat der Gesetzgeber einige Regelungen eingeführt, mit denen Mieterstrom-Modelle erleichtert werden sollen, jedoch werden diese bislang nur wenig genutzt.[65] Ende August 2018 lag die Leistung von PV-Anlagen, die den Mieterstromzuschlag nutzen, bei nur 5 MWp.[66] Durch weitere Verbesserungen des gesetzlichen Rahmens für Mieterstrom kann das Wachstum dieses Marktsegmentes jedoch gesteigert werden.[67]

Marktbeobachter halten einen Anstieg in der Nachfrage nach Mieterstrom um 124 GWh für möglich.[68] Dies hat Auswirkungen auf die Stromvertriebe, die bislang die Mieter mit Strom versorgen. Deren Bedarf für externe Stromlieferungen kann durch PV-Anlagen und Stromspeicher um bis zu 70% sinken. Für den „klassischen“ Ökostrommarkt entstehen hier jedoch besondere Chancen, da in Mieterstrommodellen die Wahrscheinlichkeit höher als auf dem regulären Strommarkt ist, dass auch der Reststrombedarf der Mieter umweltfreundlich erzeugt werden und deshalb durch Ökostrom gedeckt werden soll.

Betrachtet man die Potenziale der verschiedenen Eigenversorgungsmodelle im Haushaltskundenbereich, so erscheint heute noch nicht klar, ob und inwieweit sich daraus perspektivisch eine Reduzierung des „klassischen“ Ökostrommarktes und ein entsprechender Rückgang der Nachfrage nach Herkunftsnachweisen ergibt. Absehbar ist jedoch, dass ein neues Marktsegment entsteht, das für neue Geschäftsmodelle von Ökostromanbietern besonders interessant ist und dessen Entwicklung weiter gefördert werden sollte.

Die folgende Übersicht fasst zusammen, wie die bestehenden Regelungen verbessert werden können und welche Änderungen sich daraus für die klassische Nachfrageseite des fÖM und die Produktion von Ökostrom vor Ort ergeben:

[65] *EUWID*, Mieterstrom – Hemmnisse, Potenziale und Ausblick, 2018.

[66] *Bundesnetzagentur*, PV-Mieterstrom Meldedaten Juli 2017-August 2018.

[67] Vgl. *EUWID*, 5 Vorschläge zur Verbesserung des Mieterstromgesetzes, 2018.

[68] *Prognos / Boos Hummel & Wegerich*, Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Potenziale, Organisationsformen und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM), 2017; s. auch *Prognos*, Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel, 2016.

	Eigenstromversorgung	Mieterstrom
Bestehende gesetzliche Regelungen	- Befreiung von der EEG-Umlage bei Anlagen bis 10 kWp und max. 10 MWh/a Eigenversorgung - Keine Verpflichtungen im Sinne eines Energieversorgers	- Mieterstromzuschlag für an Mieter abgesetzte Strommengen - Befreiung von Netzentgelten, Netzumlagen, Stromsteuer, Konzessionsabgaben - Preis für Mieter darf 90% des örtl. Grundversorgertarifs nicht übersteigen
Vorgeschlagene Maßnahmen	- ggf. Förderanreize für netzdienliche Anbindung von Speichern	- Aufhebung der EEG-Umlage - Rechtl. Gleichstellung mit Eigenversorgung (Wegfall von EVU-Verpflichtungen) - Erweiterung der Definition „Räumlicher Zusammenhang“ - Befreiung der Vermieter von Gewerbe- und Körperschaftssteuer - Contracting-Modelle durch Drittanbieter
Potenzial für den fÖM	- 3,9 TWh Eigenversorgung bei PV-Zubau gemäß Mittelfristprognose der ÜNB - 12 TWh bei Ausschöpfung des max. Potenzials ohne bzw. 30 TWh mit Installation von Speichern	- 1,6 TWh Mieterstromerzeugung bei geringer Nutzung des Mieterstrommodells - 14 TWh Mieterstromerzeugung bei maximalem Ausbaupfad und 3,8 Mio. ausgestatteten Häusern
Reststrombezug	- 70 % Reststrombezug ohne Speicher - Bei Installation eines Speichers abhängig von Speicherkonfiguration und ggf. Wärmenutzung	- 24 % Reststrombezug der teilnehmenden Mieter (bei 50 % Teilnahmequote)

Tabelle 4: **Wachstum von Ökostromerzeugung und -absatz durch Eigen-/Mieterstrom**

F.2 Nachfrage bei Unternehmen

Der Hauptgrund für das zuletzt deutliche Wachstum des europäischen Ökostrommarktes liegt in der steigenden Zahl der Unternehmen, die Ökostrom nachfragen. Dieser Trend wird sich voraussichtlich in Zukunft noch weiter verstärken. Hierfür gibt es verschiedene Gründe:

Zum einen können sich Unternehmen auf Druck von externen Treibern dafür entscheiden Ökostrom zu beziehen. Diese Treiber können unterteilt werden in rechtliche Regularien, Stakeholderanforderungen, steigende Energiepreise für konventionelle Energieträger sowie technologischer Fortschritt und sinkende Preise für erneuerbare Energien.[69]

Zu den rechtlichen Regularien zählt in Deutschland in erster Linie das CSR-Richtlinien-Umsetzungsgesetz. Dieses regelt die nichtfinanzielle Berichterstattung und legt fest, dass kapitalmarktorientierte Gesellschaften mit mehr als 500 Mitarbeitern in ihren Geschäfts-, Jahres- oder Konzernberichten auch über Umweltbelange, Arbeitnehmerbelange, Sozialbelange, Menschenrechte und Korruptionsbekämpfung berichten müssen. In diesem Rahmen müssen Unternehmen über die aus ihrer Geschäftstätigkeit resultierenden Ressourcenverbrauch und Umweltwirkungen, wie Energieverbrauch und entstehende Treibhausgasemissionen, berichten. Mit dem Bezug von Ökostrom bietet sich eine Möglichkeit, diese Umweltwirkungen des Unternehmens aus seinem Strombezug zu senken. Die aus den Anforderungen der CSR-Richtlinie resultierende steigende Nachfrage kann noch dadurch erhöht werden, dass diese Anforderungen über die Lieferbeziehungen auch an kleinere Zulieferbetriebe weitergegeben werden und damit nicht nur die ursprünglich genannten größeren Unternehmen betreffen. Dies verdeutlicht, dass die Reduktion von CO_2-Emissionen zu einem treibenden Faktor für die Ökostromnachfrage durch Unternehmen wird. Für zahlreiche Investoren gilt CO_2 mittlerweile bereits als Proxy für die unternehmerische Umweltperformance.

Die erhöhten Stakeholderanforderungen, sowohl von Investoren als auch von Konsumenten, werden an der Anzahl und zunehmenden Bedeutung von Plattformen deutlich, auf denen sich Akteure öffentlich zur Nutzung von Erneuerbaren Energien oder zur Darstellung der Treibhausgasemissionen verpflichten. Für Unternehmen sind dies zum Beispiel CDP, RE100 oder die Science Based Targets Initiative. Für die öffentliche Hand bieten die C40 und der Covenant of Mayors vergleichbare Plattformen.[70]

Die Wirkung solcher Initiativen und Plattformen auf die Ökostromnachfrage soll am Beispiel der RE100 erläutert werden. In dieser Initiative setzen sich Unternehmen öffentliche Ziele, ihren Strombedarf aus erneuerbaren Energien zu decken. Die steigende Zahl der Unterstützer von RE100 verdeutlicht die Dynamik dieser Bewegung. 2017 waren 87 Unternehmen mit einer

[69] *Okereke*, An Exploration of Motivations, Drivers and Barriers to Carbon Management, in: European Management Journal Vol. 25, No. 6, pp. 475–486, December 2007.

[70] Vgl. Webseiten der Plattformen www.cdp.net, www.RE100.org, www.sciencebasedtargets.org, www.c40.org, www.konventdderbuergermeister.eu.

Nachfrage von 107 TWh/Jahr Teil der RE100. Diese Zahl stieg bis Mitte 2018 auf 140 Unternehmen mit einer Nachfrage von 197 TWh/Jahr an. Die Ziele der Unternehmen bezüglich des Zeithorizonts und des Anteils der erneuerbaren Energien an ihrer Stromversorgung variieren stark. Nichtsdestotrotz wäre, wenn diese Unternehmen bis 2030 ihren gesamten Strombedarf aus EE decken wollen, ein weltweiter Zubau an EE-Anlagen von schätzungsweise 100 GW notwendig.[71]

Da der Bezug von Ökostrom für Unternehmen organisatorisch leicht abzuwickeln ist und, zumindest bisher, eine relativ kostengünstige Alternative darstellt, ist dies häufig der Einstieg in den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien. Es kann jedoch festgestellt werden, dass Unternehmen mit zunehmendem Erfahrungsstand im Energiemarkt neue Modelle des Ökostrombezuges nutzen.[72] Insbesondere solche, für die Energiekosten eine relevante Größe in der Unternehmenstätigkeit sind und die einen relativ konstanten Energieverbrauch aufweisen, ziehen den Abschluss von Power Purchase Agreements oder sogar Investitionen in eigene Anlagen in Betracht. Diese Optionen gewinnen insbesondere bei steigenden Preisen für HKN weiter an Bedeutung.[73]

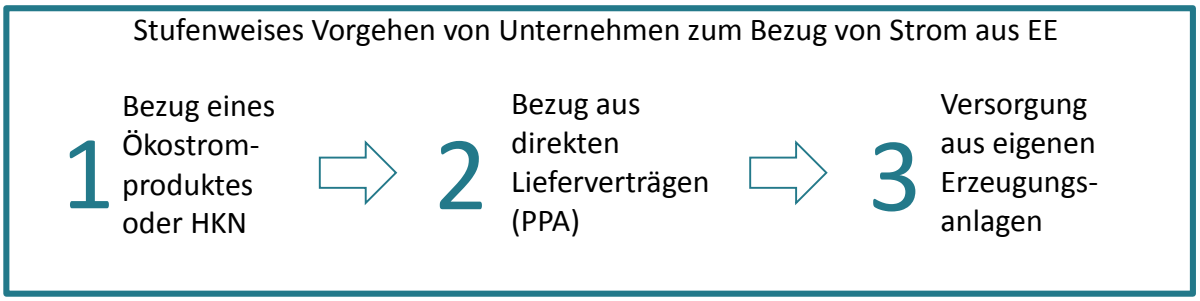


Abbildung 11: Unternehmerische Schritte im Ökostrombezug

Im Folgenden werden zwei Bereiche näher beleuchtet, die für das weitere Wachstum des Ökostrom-Absatzes an Unternehmen von besonderer Bedeutung sind: Die CO_2-Bilanzierung sowie die Vermarktung über Power-Purchase-Agreements (PPAs, Direktbezugsverträge).

[71] *BloombergNEF*, Corporations Already Purchased Record Clean Energy Volumes in 2018, and It's Not an Anomaly. https://about.bnef.com/blog/corporations-already-purchased-record-clean-energy-volumes-2018-not-anomaly/ (letzter Zugriff: 10.10.2018).

[72] *Gephart*, How to ensure that corporate buying of renewable energy really makes a difference. In: energypost, 19.12.2017. energypost.eu/how-to-ensure-that-corporate-buying-of-renewable-energy-really-makes-a-difference-it-doesnt-always-do-so-now/.

[73] *Energy Brainpool*, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, Berlin, 2018 und *HSH Nordbank*: Corporate PPA - Grüner Strom für Unternehmen. Hamburg/Kiel, 2018.

F.2.1 CO_2-Bilanzierung für Unternehmen

Für Unternehmen, die Ökostrom beziehen, ist es von erheblicher Bedeutung, wie sich dieser Strombezug in ihrer Treibhausgasbilanz niederschlägt. Betrachtet man die einschlägigen Regelwerke hierzu, lassen sich einige Möglichkeiten zur Verbesserung der systemischen Kohärenz der Regeln zur Bilanzierung von Ökostrom identifizieren:

Der international meist verwendete Standard zur Bilanzierung der CO_2-Emissionen aus Strombezug ist das Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). [74] Dieses legt die duale Bilanzierung der CO_2-Emissionen aus Strombezug (Scope 2)[75] nach orts- oder marktbasiertem Ansatz fest.

- Ortsbasierter Ansatz: Emissionsfaktor des Stromnetzes, in dem sich der Verbraucher befindet

- Marktbasierter Ansatz: Emissionsfaktor des vertraglich zugesicherten Stromes (Anbieter, Stromprodukt, Lieferanlage, etc.)

Durch diese Wahlmöglichkeit haben der Ansatz der CO_2-Bilanzierung sowie die Struktur des Energiemarktes, in dem das Unternehmen verortet ist, maßgeblichen Einfluss darauf, wie sich der Bezug von Ökostrom für Unternehmen in der Klimabilanz auswirkt.[76]

[74] *WRI*, The Greenhouse Gas Protocol - A Corporate Accounting and Reporting Standard Revised Edition. USA.

[75] *WRI*, GHG Protocol Scope 2 Guidance - An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard, 2015. Scope 1 betrachtet die direkten CO_2-Emissionen aus der Produktion, Scope 2: indirekte CO_2 Emissionen aus dem Bezug von Strom, Wärme, Kälte, Dampf Scope 3: indirekte Emissionen aus der Lieferkette.

[76] *Brandner et.al.*, *„Creative accounting: A critical perspective on the market-based method for reporting purchased electricity (Scope 2)“,* in: Energy Policy 112, 2018.

Tabelle 5: Die duale CO_2-Bilanzierung des Strombezugs

Ortsbasierter Ansatz	Markbasierter Ansatz
▪ Bilanziert Kraftwerke, die in ein definiertes Netz einspeisen – Stellt Bezug zwischen Energieverbrauch und -erzeugung innerhalb des definierten Netzes her – Ist international anwendbar für unterschiedlich ausgestaltete Energiemärkte – Spiegelt näherungsweise die physikalischen Gegebenheiten wieder (außer: Strombezug von außerhalb des Netzes). ➢ Der Bezug von Ökostrom ist nur passiv möglich und ist für alle an das Netz angeschlossenen Kunden derselbe (=durchschnittlicher Anteil von Ökostrom im Netz). ➢ Einzige Möglichkeit für Unternehmen zur Senkung der CO_2-Emissionen: Reduzierung des Stromverbrauchs. Keine Verbesserung der CO_2-Bilanz durch aktiven Ökostrom-Bezug.	▪ Bilanziert vom Kunden gewählte Stromlieferanten /Stromprodukte – Bewertet die Beschaffungsentscheidung des Kunden – Entspricht der Logik von liberalisierten Strommärkten ➢ Aktiver Bezug von Ökostrom, basierend auf einer konkreten Beschaffungs-strategie des Unternehmens ➢ Weiterführende unternehmerische Entscheidungen zur Senkung der CO_2-Emissionen sind der Abschluss von Bezugsverträgen mit ausgewählten Kraftwerken oder das Errichten eigener Erzeugungsanlagen.

Während beim ortsbasierten Ansatz nur eine Verringerung des Stromverbrauchs zu einer Reduktion der strombasierten Emissionen führt, bietet der marktbasierte Ansatz dem Unternehmen darüber hinaus Möglichkeiten aktiv zu werden und die Wirkung eines Veränderten Bezugsverhaltens in die Bilanzierung einzubeziehen.[77] Dies fördert die bewusste Auseinandersetzung mit den strombezogenen THG-Emissionen und führt zu zunehmender Kenntnis über die Wirkweise der Mechanismen auf dem Energiemarkt. Basierend auf diesen

[77] *WIR*, Greenhouse Gas Protocol, www.greenhousegasprotocol.org, letzter Zugriff: 30.10.2018.

Erfahrungen und dem Wissen über den Markt und das eigene Unternehmen können weitere Schritte hin zu einer veränderten Stromnachfrage in die Unternehmensstrategie integriert werden. Diese Marktkenntnisse können dazu führen, dass ein Unternehmen z.B. in PPAs deutliche Vorteile gegenüber dem Bezug von HKN identifiziert.

Im Gegensatz dazu sieht die CSR-Richtlinie keine inhaltlichen Festlegungen in Bezug auf die Bilanzierung des Ökostrombezugs vor und stellt es den Unternehmen frei, ob sie im Rahmen ihrer Berichterstattung auf vorhandene Rahmenwerke bzw. Standards zurückgreifen. Auch die Leitlinien der EU-Kommission für die Berichterstattung über nichtfinanzielle Informationen (2017/C 215/01) [78] enthalten keine näheren Anforderungen im Hinblick auf das spezielle Problem der Bilanzierung von Ökostrom. Allerdings wird diesbezüglich ausdrücklich auf die Regelungen in der Kommissionsmitteilung 2013/179/EU zum ökologischen Fußabdruck Bezug genommen. Die Unternehmen können somit - ohne jedoch hierzu verpflichtet zu sein - die dort normierten Grundsätze zur Bilanzierung auch für die CSR-Berichterstattung anwenden. In Ziffer 5.4.4 werden diesbezügliche Anforderungen zur Anrechnung des Stromverbrauchs (einschließlich der Nutzung erneuerbarer Energie) geregelt. Dort heißt es:

> *„Strom aus dem Netz, der in vorgelagerten Bereichen oder innerhalb der definierten Organisationsgrenzen verbraucht wird, muss so genau wie möglich modelliert werden, wobei lieferanten-spezifischen Daten der Vorzug zu geben ist. Wenn der Strom (zum Teil) aus erneuerbaren Quellen stammt, darf es nicht zu Doppelzählungen kommen.“*

Unabhängig von der individuellen Ausgestaltung der Bilanzierung hebt die Beschaffungsentscheidung von Unternehmen für Ökostrom die Nachfrage entscheidend an.[79] Um diese Nachfrage weiter zu stärken, sollte innerhalb der EU konsequent vorrangig und einheitlich die marktbezogene Bilanzierung verwendet werden. Dieser Ansatz spiegelt die wirtschaftlichen Gegebenheiten eines liberalisierten Strommarktes wieder. Zudem entspricht er der Empfehlung der EU Kommission zum ökologischen Fußabdruck 2013/179/EU und stärkt zudem die Anerkennung der Stromkennzeichnung als Quelle für den Emissionsfaktor. In der dualen Treibhausgasbilanzierung sollte der ortsbezogene Ansatz lediglich als Vergleichsgröße dargestellt und der Emissionsfaktor des Stromproduktes zum maßgeblichen Referenzwert werden. Der Trend zu PPAs stärkt darüber hinaus die Notwendigkeit, den marktbasierten Ansatz in den Vordergrund zu stellen.

F.2.2 Power Purchase Agreements (PPAs)

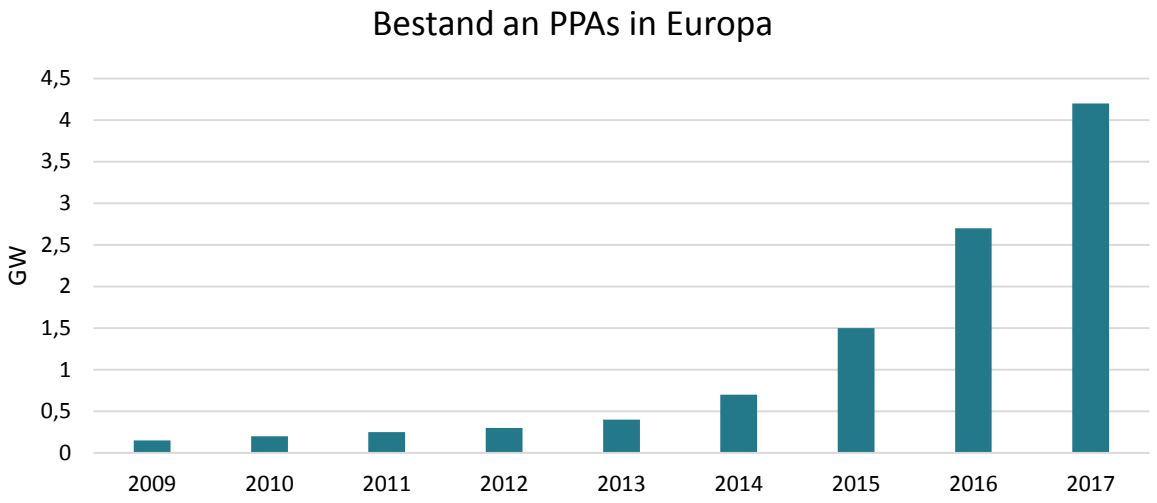
In den vergangenen Jahren gab es vor allem in den USA und in Skandinavien erste großvolumige Abschlüsse von Strombezugsverträgen, die zwischen Betreibern von Wind- und

---

[78] *EU-Kommission*, Leitlinien für die Berichterstattung über nichtfinanzielle Informationen (2017/C 215/01) ABl. C 215/1 vom 5. Juli 2017.

[79] *Niehues,* An Agency Perspective on Voluntary CO_2 Disclosure, 2018.

Solarparks und abnehmenden Unternehmen geschlossen wurden. Für Aufsehen sorgen diese meist auf 10-15 Jahre geschlossenen Verträge, weil sie einen Neubau finanzieren, wenngleich in den meisten Fällen flankiert von staatlicher Förderung (z.B. Steuervorteile, Quotensysteme u.a.). Die langfristige Abnahme durch Großverbraucher wie z.B. Google, Facebook, Microsoft und IKEA sichert die Investition und die Fremdfinanzierung ab und dem Kunden die Umsetzung seiner Klimastrategie. Zur Gestaltung stehen inzwischen zahlreiche Varianten zur Verfügung.[80] Für die deutsche Diskussion ist die Unterscheidung in PPA für Neuanlagen und in PPAs für ehemals geförderte Anlagen wichtig. Letztere werden i.d.R bis fünf Jahre abgeschlossen.

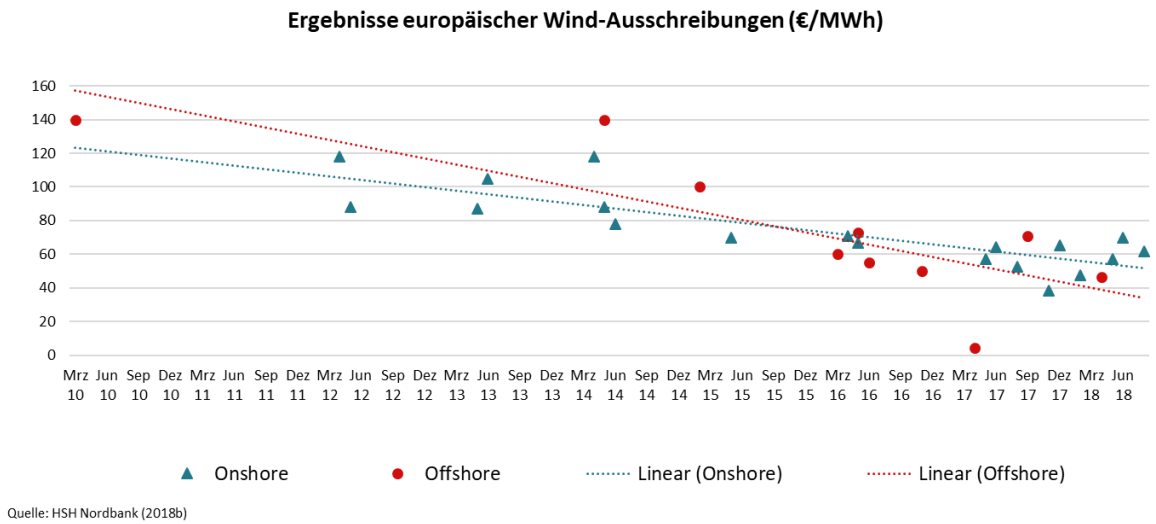


Quelle: HSH Nordbank

Abbildung 12: Entwicklung von PPAs in Europa

In Europa kann ein enormes Wachstum des subventionsfreien oder subventionsarmen Ausbaus von erneuerbaren Energien über PPAs erwartet werden: Auf der Nachfrageseite ist vor allem bei Unternehmenskunden aber auch bei Stromanbietern ein steigender Bedarf nach Ökostrom mit leicht nachvollziehbarem Zusatznutzen zu verzeichnen (s. oben). Auf der Angebotsseite führen sinkende Gestehungskosten für Neuanlagen bei gleichzeitig tendenziell steigenden Großhandelspreisen zu einer verbesserten Wettbewerbsfähigkeit von EE-Anlagen. Innerhalb von nur acht Jahren sind die durchschnittlichen Gewinnergebote europäischer Wind-Ausschreibungen bei Onshore auf die Hälfte und bei Offshore auf ein Drittel gefallen. Besonders windreiche bzw. einstrahlungsstarke Standorte eignen sich vorrangig für eine Finanzierung über PPA und entlasten so das Fördervolumen.

[80] Aufgrund der sehr unterschiedlichen Interessenlagen von verschiedenen Akteuren sind PPAs bereits in den unterschiedlichsten Ausformungen am Markt zu beobachten. Für eine Übersicht zu den unterschiedlichen Gestaltungsmöglichkeiten von PPAs siehe *Energy Brainpool*, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018; *HSH Nordbank*, Corporate PPA - Branchenstudie, 2018; *Hilpert*, Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien, 2018.



Quelle: HSH Nordbank (2018b)

Abbildung 13: Sinkende Erzeugungskosten als Hauptursache für PPA-Wachstum

Bei den in der aktuellen Diskussion teilweise geäußerten Erwartungen in einen subventionsfreien nachfragebasierten Ausbau der erneuerbaren Energien sollte nicht übersehen werden, dass die meisten der bisher abgeschlossenen PPA zusätzlich eine öffentliche Förderung in Anspruch nehmen. Daneben bessern Erlöse aus dem Verkauf der Herkunftsnachweise die Ertragslage auf und tragen zur Risikominimierung bei. In der ersten Jahreshälfte 2018 stiegen die HKN-Preise für die Frontjahre bis 2020 stark an, fielen dann in der zweiten Jahreshälfte wieder deutlich.

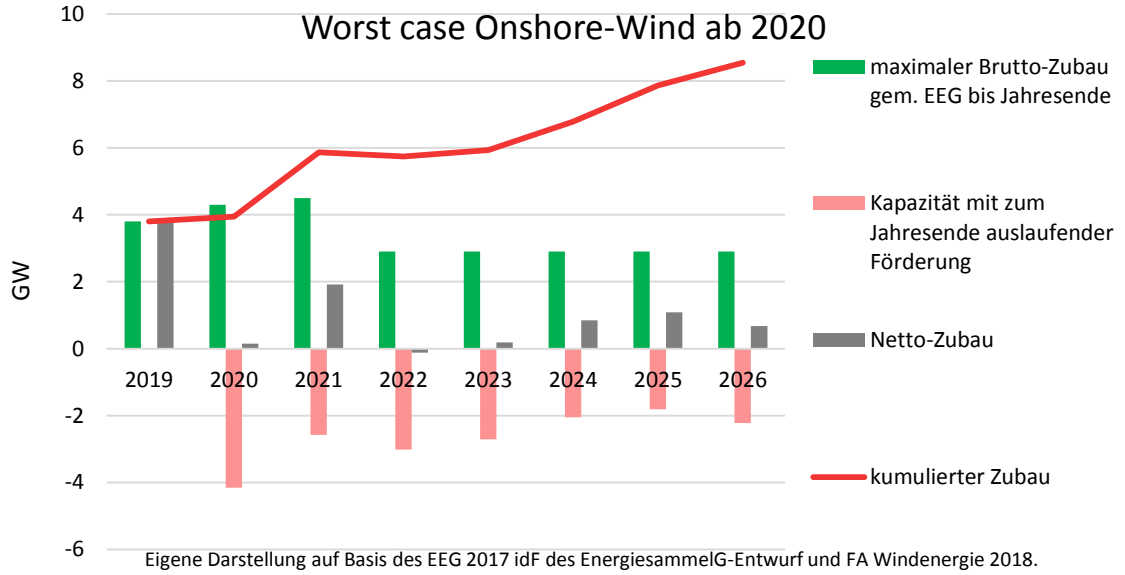
Ein wichtiger Erfolgsfaktor für den zukünftigen nachfragebasierten Ausbau erneuerbarer Energien ist das Vertrauen und die Erfahrung der Marktakteure in die Gestaltung und Praxis von langfristigen Stromverträgen aus fluktuierenden Anlagen. Sinkende Transaktionskosten sind auch das erklärte Ziel der EU-Kommission. Nach Art. 15 Abs. 9 der novellierten EE-Richtlinie müssen die EU-Mitgliedstaaten unangemessene administrative Hindernisse für PPAs abbauen. Ziel sollte dabei auch sein, die bisher hohen Risiken bei grenzüberschreitenden PPAs zu minimieren.

Trotz der dynamischen Entwicklung von PPAs in Europa und den USA wurden in Deutschland bislang nur wenige Lieferverträge über ungeförderten Ökostrom geschlossen. Meistens handelt es sich um Stromlieferung aus Anlagen im Ausland oder um zukünftige Lieferungen von inländischen Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung. PPAs aus neuen Anlagen können in Deutschland nur über den Weg der „sonstigen Direktvermarktung“ ohne EEG-Förderung geschlossen werden, da die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für geförderten Strom derzeit rechtlich ausgeschlossen ist. PPA’s können in Deutschland daher zunächst nur für ertragsstarke Standorte sowie ggf. in besonderen Akteurskonstellationen relevant werden. Insbesondere mit 0 Cent bezuschlagte Windparks dürften in die sonstige Direktvermarktung wechseln, da sie dann Herkunftsnachweise vermarkten könnten und somit höhere Gesamterlöse erzielen würden als beim Verbleib in der Marktprämien-Förderung. Im Regelfall

dürfte jedoch die Finanzierung über die EEG-Marktprämie die bevorzugte Variante für neue EE-Erzeugungsstandorte an durchschnittlichen Standorten bleiben.

PPAs eröffnen Anlagen, die aus der EEG-Förderung fallen, eine attraktive Option, ihren Strom für weitere Jahre als Ökostrom an einen Abnehmer zu festen Konditionen zu vermarkten, anstatt ihn laufend am Spotmarkt zu verkaufen. Für diese sog. „Ü20"-Anlagen sind PPAs mit der Zusicherung einer mehrjährigen Stromabnahme zu einer vorab definierten Preisformel oftmals die beste Vermarktungsoption, denn aufgrund der hohen Betriebs- und Wartungskosten benötigen diese stabile Erträge, die an der Börse nicht zu erzielen sind.[81]

Der Weiterbetrieb von aus der Förderung gefallenen Anlagen ist für die Energiewende von zentraler Bedeutung, die in der politischen Diskussion häufig unterschätzt wird. Dies verdeutlicht die folgende Grafik:



Eigene Darstellung auf Basis des EEG 2017 idF des EnergiesammelG-Entwurf und FA Windenergie 2018.

Abbildung 14: PPAs als wichtige Stütze für Ü20-Anlagen und für den Netto-Zubau[82]

Würden die Ü20-Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung mehrheitlich nicht weiterbetrieben, hätte der netto Windkraft-Ausbau aufgrund des im EEG 2017 festgelegten (Brutto-) Ausbaudeckels trotz der Ende 2018 beschlossenen Sonderausschreibungen nur noch ein sehr niedriges Niveau, teilweise sogar ein negatives Saldo. Deshalb ist ein gesicherter Absatz der Mengen aus ehemals geförderten Anlagen für das Gelingen der Energiewende unerlässlich.

[81] *Fachagentur Windenergie*, Was tun nach 20 Jahren? S. 38, 2018.

[82] Vereinfachte Darstellung; nicht berücksichtigt wird der zeitliche Versatz zwischen den Ausschreibungen und der Inbetriebnahme neuer Anlagen.

Um den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland zukünftig nachfragebasierter zu gestalten, sollte das Instrument der PPAs auch in Deutschland gestärkt werden. Die in diesem Gutachten beschriebenen Schritte schaffen hierfür die Voraussetzungen:

- Durch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für neue EEG-geförderte Anlagen gäbe es künftig eine quantitativ breite und wirtschaftlich attraktive Grundlage für die Vermarktung von Strom und grüner Eigenschaft aus neuen Wind- und Solarparks in Form von PPAs.

- Die Umstellung von der gleitenden Marktprämie auf eine wettbewerbliche Investitionsförderung bietet für die Vermarktung des Stroms und der Herkunftsnachweise über PPAs kompetitive Anreize.

- Die Verbesserung der Anrechnung von Grünstrom im Rahmen der CO_2-Bilanzierung von Unternehmen, öffentlicher Hand sowie in der Sektorenkopplung stärkt die Nachfrage nach Ökostrom.

In dieser Konstellation bieten PPAs sowohl Anlagenbetreibern als auch gewerblichen Abnehmern (Versorger oder gewerbliche Endkunden) erhebliche Vorteile. Durch längerfristige Bezugsverträge über Strom und Herkunftsnachweise entsteht ein Grünstromprodukt, das bereits aufgrund seiner hohen intuitiven Glaubwürdigkeit eine erhöhte Zahlungsbereitschaft gegenüber dem getrennten Erwerb von Strom und Herkunftsnachweisen auf getrennten Märkten bietet. Zudem können sich die Marktakteure ihren jeweils individuellen Bedürfnissen entsprechend gegen Marktrisiken wie Schwankungen auf den Strommärkten absichern.

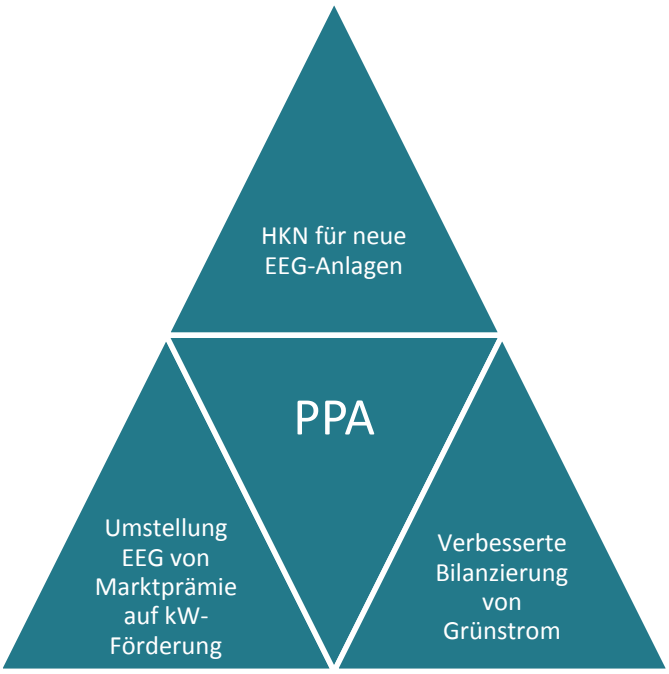


Abbildung 15: Günstige Rahmenbedingungen für Grünstrom-PPAs

Strom wird schon seit sehr langer Zeit mittels Stromlieferverträgen gehandelt. Neu an den derzeit diskutierten Stromlieferverträgen, kurz: PPA genannt, ist deren Anwendung bei neuen Anlagen. Da sich die Laufzeit des Abnahmevertrages an der Laufzeit des Fremdkapitals orientiert und die Preisgestaltung dem Investor einen berechenbaren Zufluss garantiert, schaffen PPA die Möglichkeit, neue erneuerbare Energieanlagen an wirtschaftlich vorteilhaften Standorten zukünftig ohne Subventionen zu errichten und zu betreiben. Somit entsteht ein Markt für einen nachfragebasierten Ausbau der erneuerbaren Energien, der die Energiewendeziele schneller erreichen lässt und die Kosten der staatlichen Förderung reduziert.

PPA werden in Deutschland vor allem in Kürze für Anlagen relevant werden, die nach 20, bzw. 21 Jahren aus der EEG-Förderung fallen. Dabei werden kürzere Laufzeiten zur Anwendung kommen, die jedoch den Weiterbetrieb dieser für die Energiewende essenziell wichtigen Anlagen besser absichert als die tägliche Vermarktung an den schwankenden Spotmärkten.

Der Gesetzgeber sollte allen Akteuren den Abschluss von PPA so einfach wie möglich zu gestalten. Hierzu gehört vor allem die Aufrechterhaltung des prioritären Netzzugangs und Einspeisevorrangs. Insbesondere für große Abnehmer von Ökostrom gehört der Stromhandel nicht zu deren Kerngeschäft. Sie tun sich am schwersten, Risiken des Strommarktes einzuschätzen und abzusichern. Sie sind jedoch häufige Treiber einer steigenden Nachfrage nach Ökostrom aus neuen Anlagen. Insofern muss insbesondere dieses Potenzial für die Energiewende so gut wie möglich genutzt werden.

F.3 Nachfrage öffentlicher Einrichtungen

Die Beschaffung durch die öffentliche Hand hat bereits aufgrund ihrer hohen quantitativen Bedeutung eine erhebliche Relevanz für die Nachfrageseite auf dem Strommarkt. Die Bereiche der meist kommunal betriebenen Wasserversorgung und Abwasserentsorgung sowie der öffentliche Schienennahverkehr gehören jeweils zu den größten Stromverbrauchssektoren in Deutschland.[83] Mit der in den nächsten Jahren aufgrund der Luftqualitätsprobleme in den Großstädten dynamisch vorangetriebenen Elektrifizierung des straßengebundenen Nahverkehrs (Busse) wird sich die kommunale Stromnachfrage nochmals erheblich vergrößern. [84] Hinzu kommt der Strombedarf anderer öffentlichen Einrichtungen wie Krankenhäuser, Universitäten, Schulen, Kultureinrichtungen, Verwaltungsgebäuden u.ä.

[83] In Deutschland entfallen etwa 6,6 TWh elektrische Energie pro Jahr auf Anlagen der öffentlichen Wasserversorgung und Abwasserbehandlung. Kläranlagen sind dabei mit 4,2 TWh pro Jahr die größten kommunalen Stromverbraucher, *BMBF*, Ohne Energie kein Wasser – kein Wasser ohne Energie, https://www.bmbf.de/de/ohne-energie-kein-wasser-ohne-wasser-keine-energie-467.html, letzter Zugriff 27.11.2018.

[84] Das erwartete Wachstum durch Umstellung aller Nahverkehrsbusse von Diesel auf Strom beträgt 43 TWh, bzw. 89 TWh mit Power to Gas-Technologie (2040), *Quaschning,* Sektorkopplung durch die Energiewende, 2016, S.23.

Wie das Umweltbundesamt in seinem Leitfaden für die Beschaffung von Ökostrom feststellt, kommt den Institutionen der öffentlichen Hand eine besondere Vorbildfunktion bei der Strombeschaffung zu.[85] Allerdings ist die Beschaffung von Ökostrom durch öffentliche Einrichtungen noch längst keine Selbstverständlichkeit. Um die Potenziale der Nachfrage durch die öffentliche Hand für den fÖM zukünftig besser zu heben, schlagen wir eine Neuordnung und rechtlichen Stärkung der bislang überwiegend informellen Regeln zur Beschaffung und Bilanzierung von Ökostrom durch öffentliche Einrichtungen vor.

F.3.1 Beschaffung öffentlicher Einrichtungen

Unsere Vorschläge zu den Regeln zur Strombeschaffung durch öffentliche Einrichtungen beziehen sich sowohl auf die Frage, „ob" überhaupt Ökostrom beschafft werden soll als auch auf die Frage des „Wie" der Beschaffung.

Bei der Frage nach dem „Ob" der Beschaffung von Ökostrom sehen wir sinnvolle Ansätze in einigen Landesgesetzen, die fortentwickelt und von anderen Ländern und dem Bund übernommen werden sollten. In einigen Landes-Vergabegesetzen finden sich Bestimmungen, die einen generellen Vorrang der umweltfreundlichen Beschaffung regeln[86] und somit auch auf die Strombeschaffung anwendbar sind. Eine klare und eindeutige Regelung, wonach nur Strom aus Erneuerbaren Energien beschafft werden darf, findet sich dort – soweit ersichtlich – jedoch nicht.

Weitergehende Bestimmungen enthalten die Klimaschutzgesetze, die mittlerweile zahlreiche Länder erlassen haben.[87] Hier finden sich Regelungen, durch die sich verschiedene Länder verpflichten, innerhalb eines gewissen Zeitraumes ihre Landesverwaltung „klimaneutral" zu betreiben.[88] Für die Deckung des Energiebedarfs heißt dies in der Praxis zumeist, dass die Verwaltung erstens den Energiebedarf so weit wie wirtschaftlich vertretbar senken soll, den verbleibenden Bedarf ggf. selbst vor Ort erzeugen soll (z.B. mit PV) und den verbleibenden Bedarf durch zugekaufte Erneuerbare Energien decken soll. Soweit dann immer noch CO_2-Emissionen verursacht werden, sind diese über Ausgleichszertifikate zu kompensieren. In gewisser Weise folgt aus landesrechtlichen Pflichten zur klimaneutralen Verwaltung somit perspektivisch auch eine Pflicht zum Strombezug aus Erneuerbaren Energien.

Entsprechende Regelungen sollten aufgrund der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand flächendeckend eingeführt werden. Insbesondere kann und sollte der Bund eine solche

---

[85] *UBA* (Hrsg.), Beschaffung von Ökostrom - Arbeitshilfe für eine europaweite Ausschreibung der Lieferung von Ökostrom im offenen Verfahren, Dessau-Roßlau, 2017.

[86] Vgl. z.B. § 3b HmbVergabegesetz: *„Die Auftraggeber (…) haben im Rahmen der Beschaffung dafür Sorge zu tragen, dass bei Erstellung, Lieferung, Nutzung und Entsorgung der zu beschaffenden Gegenstände oder Leistungen negative Umweltauswirkungen vermieden werden, soweit dies wirtschaftlich vertretbar ist."*

[87] Einen Überblick hierzu gibt *Stäsche*, ZUR 2018, S. 131.

[88] Vgl. § 7 Abs. 2 KlimaschutzG Baden-Württemberg.

Regelung für Bundeseinrichtungen im Rahmen des für die laufende Legislaturperiode vereinbarten Bundes-Klimaschutzgesetzes treffen. Gleiches gilt für die Länder, die bisher noch keine vergleichbaren Regelungen getroffen haben. Dabei sollte die Pflicht zum Bezug von Grünstrom auch auf die Kommunen bezogen werden, da diese mit der Wasserver- und entsorgung sowie dem öffentlichen Nahverkehr besonders große Stromverbraucher betreiben.

Im Hinblick auf das „Wie“ der Beschaffung von Ökostrom sollten die Hürden für die öffentlichen Einrichtungen durch möglichst einfach anwendbare Regeln und gute Information so weit wie möglich gesenkt werden – insbesondere solange die Beschaffung noch nicht gesetzlich geregelt ist, sondern auf Freiwilligkeit beruht.

Der Beschaffungsleitfaden des UBA gibt den öffentlichen Einrichtungen Empfehlungen zur Berücksichtigung von Umweltanforderungen für Ökostrom im Vergabeverfahren. Öffentlichen Auftraggebern steht es demnach grundsätzlich frei, Umweltanforderungen an den zu beschaffenden Strom zu stellen. In Ausschreibungen kann explizit die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien verlangt werden. Hierüber hinaus können auch weitere Umwelteigenschaften verlangt werden. Dabei ist es wichtig, dass diese Umwelteigenschaften einen direkten Bezug zum Auftragsgegenstand haben, den Marktzugang nicht behindern, keine Bieter diskriminieren sowie in transparenten Kriterien gefasst sind.

Das Umweltbundesamt hat zur Erleichterung von Ausschreibungen für Ökostrom ein Konzept entwickelt, durch dessen hohe Anforderungen an die Ökostromqualität ein Umweltnutzen durch die Stromlieferung sichergestellt werden soll. Insbesondere stellt das UBA-Konzept hohe Anforderungen an die eingesetzten erneuerbaren Energieträger und empfiehlt, den Auftragnehmer zur Stromlieferung aus konkret zu benennenden Anlagen zu verpflichten, die zu mindestens 50% nur wenige Jahre alt sein sollen. Zudem soll der Ökostrom nicht anderweitig gefördert werden. Weitere Anforderungen betreffen die zeitliche Bilanzierung, besondere Anforderungen an Bau und Betrieb von Wasserkraftanlagen und den Nachweis einer netztechnischen Verbindung.

Dieser Leitfaden wäre nach Umsetzung des in diesem Gutachten beschriebenen neuen gesetzlichen Rahmens für den Ökostrommarkt zu überarbeiten. Insbesondere müsste der Leitfaden im Hinblick auf den Strombezug aus neuen geförderten Anlagen geöffnet werden. Unabhängig von der Umsetzung des hier vorgeschlagenen neuen Regelungsrahmens sollte überdacht werden, inwieweit die Bevorzugung von Neuanlagen angesichts der beschriebenen Bedeutung des Weiterbetriebs von „Ü20-Anlagen“ für die inländische Energiewende noch sinnvoll ist. Ebenso sollte jede Empfehlung zur Kopplung der Herkunftsnachweise an eine Stromlieferung gestrichen werden. Eine echte Kopplung ist energiewirtschaftlich nur unter kaum praktikablen Bedingungen möglich, geschweige denn überprüfbar, und wird faktisch kaum angewandt (siehe Ausführungen in Kapitel G.)

F.3.2 CO_2-Bilanzierung für öffentliche Einrichtungen

Das Problem der verschiedenen Methoden zur Bilanzierung von Ökostrom besteht nicht nur für Unternehmen (siehe oben), sondern in verschärfter Weise auch für öffentliche Einrichtungen und Kommunen. Bislang gibt es keine klaren Regeln, wie sich der Bezug von Ökostrom auf die Klimabilanz einer Kommune oder öffentlichen Einrichtung auswirkt. Es existieren in der Praxis sehr unterschiedliche Ansätze zur Bilanzierung:

- In Territorialbilanzen wird auf Basis des ortsbezogenen Bilanzierungsansatzes generell der Strommix in einem definierten Gebiet zu Grunde gelegt. Für die Bundesrepublik wird diese Bilanz jährlich für die Stromkennzeichnung erstellt. Einige Regionen stellen darüber hinaus regionale Bilanzen auf. Insbesondere ländliche Regionen mit hoher EE-Produktion und wenig Stromverbrauch kommen dabei auf einen klimaneutralen Strommix, der dann generell auf der Stromseite bilanziert wird.[89]

- Teilweise wird Ökostrom generell – entsprechend der marktbezogenen Bilanzierungsmethode – mit 0g CO_2 bilanziert. Dies entspricht auch der Bilanzierungsmethodik im Rahmen der Stromkennzeichnung.

- Teilweise wird eine duale Bilanzierung praktiziert, d.h. die oben erläuterten orts- und marktbasierten Bilanzierungsmethoden werden nebeneinander verwendet.

- Teilweise wird noch gefordert, bei der Anwendung einer marktbasierten Bilanzierung nach dem Anlagenalter zu differenzieren:[90] Während sich Ökostrom aus neuen Anlagen in der Klimabilanz CO_2-neutral auswirkt, soll Grünstrom aus älteren Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einem spezifischen Emissionsfaktor bilanziert werden.

Je nach angewendeter Methode kann die CO_2-Bilanz für den Ökostrombezug sehr unterschiedlich ausfallen. Offensichtlich ist diese große Diversität der Bilanzierung einer kohärenten und belastbaren Klimabilanzierung des Strombezugs öffentlicher Einrichtungen nicht zuträglich. Die Vorgaben für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen aus dem Stromverbrauch der öffentlichen Hand sollten daher möglichst einheitlich geregelt werden. Dies könnte z.B. im geplanten Bundes-Klimaschutzgesetz erfolgen. Solange der Bund keine abschließende Regelung getroffen hat, könnten und sollten die Länder für ihren jeweiligen Bereich entsprechende landesgesetzliche Regelungen statuieren.

Dabei sollte der marktbezogene Bilanzierungsansatz zum Standard gemacht werden. Damit hätten Kommunen einen Anreiz zur Beschaffung von Ökostrom und die Nachfrage würde entsprechend gestärkt. Zudem wäre ein Abweichen von dem in der gesetzlichen

---

[89] Bei der Bilanzierung der öffentlichen Hand wird mehrheitlich die endenergiebasierte Territorialbilanz verwendet, in der die Stromerzeugung in Bezug zum tatsächlichen Verbrauch vor Ort gesetzt wird.

[90] *IFEU et al.*, Umweltnutzen von Ökostrom - Vorschlag zur Berücksichtigung in Klimaschutzkonzepten. Diskussionspapier, 2008.

Stromkennzeichnung verwendeten Standard inkonsistent. Der wissenschaftlich diskutierte Ansatz, den Emissionsfaktor von Ökostrom entsprechend des Alters der Anlage festzusetzen, sollte dabei nicht verfolgt werden, da er keinen Bezug zu den real entstehenden Emissionen hat und die Bedeutung von Ü20-Anlagen für die Energiewende vernachlässigt.

F.4 Sektorenkopplung

Sowohl die heute von Erdöl und Erdgas dominierte Wärmeversorgung von Gebäuden als auch der heute auf Erdöl basierende motorisierte Verkehr stehen vor disruptiven Umbrüchen: Beide Sektoren werden zunehmend elektrifiziert. Der hieraus entstehende Bedarf an zusätzlichem, möglichst umweltfreundlich erzeugtem Strom birgt enorme Potenziale für den fÖM.

- Der Strombedarf im Gebäudewärmesektor und für Warmwasser wird bis 2030 um rund 40 bis 170 TWh ansteigen.[91]

- Durch die weitere Verbreitung von Elektromobilität ist bis 2030 mit einem zusätzlichen Strombedarf von 110 bis 190 TWh zu rechnen.[92]

Abhängig von Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung, Effizienzgewinnen und Stromintensität der Industrie wird beim gesamten Strombedarf überwiegend mit einer Spanne von 500 bis 900 TWh gerechnet.[93] Allein durch die steigende Stromnachfrage im Wärme- und Mobilitätsbereich werden im Jahr 2030 etwa 150 bis 360 TWh Strom zusätzlich benötigt. Überblicksartig lassen die verschiedenen Prognosen zur Entwicklung des Strombedarfs insgesamt und in den Sektoren Gebäude / Verkehr wie folgt darstellen:

[91] Die Ergebnisse verschiedener Modelle hierzu weichen erheblich voneinander ab. Die tatsächliche Höhe hängt von der Anzahl und Auslastung der (Elektro-) Wärmepumpen und der Energieeinsparung durch die Gebäudesanierung ab; vgl. *Quaschning*, Sektorkopplung durch die Energiewende, 2016 und *enervis*, Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten, 2017.

[92] *Wietschel et al.*, Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen, 2018; *Quaschning*, Sektorkopplung durch die Energiewende, 2016.

[93] *Wietschel et al.*, Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen m.w.N., 2018.

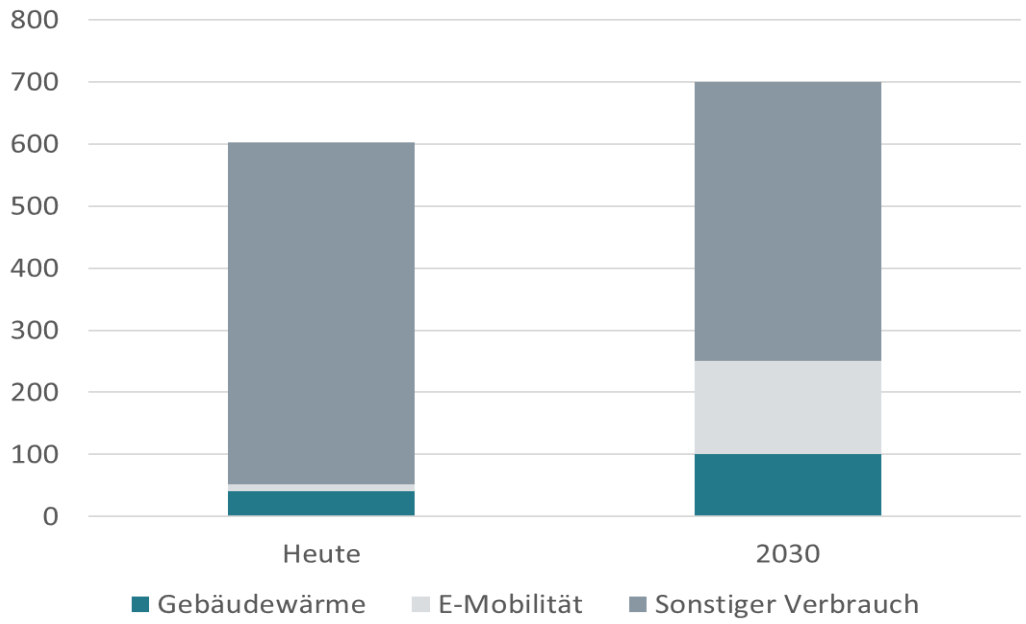


Abbildung 16: Erwartete Entwicklung des Gesamtstromverbrauchs in TWh
(Eigene Darstellung auf Basis von *Wietschel et al.*, Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen, 2018.)

Für beide Sektoren – Wärme und Mobilität – ist die Elektrifizierung umso stärker mit Klimaschutzeffekten verbunden, je mehr der Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Hieraus ergibt sich die Chance und Aufgabe für den freiwilligen Ökostrommarkt, die Sektorenkopplung auf Basis von Grünstrom zu gestalten.

F.4.1 Mobilität

Während der Umbau der Stromerzeugung in Deutschland auf den Weg gebracht worden ist, steht eine solche Veränderung im Verkehrssektor noch aus. Gegenüber dem Jahr 1990 konnten die verkehrsbedingten Emissionen in Deutschland bis heute nicht verringert werden, mit 166 Mio. t CO_2-$_{Äq}$ nahmen im Jahr 2016 die Emissionen gegenüber 1990 sogar leicht zu.[94] Der Anteil an den Gesamtemissionen hat sich von 13 % auf mittlerweile 18 % erhöht.

Der Grund für den unzureichenden Beitrag des Verkehrs zum Klimaschutz liegt - neben dem Wachstum der Verkehrsmengen - ganz wesentlich darin, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor bei nur 5,1 % liegt.[95] Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von nachhaltig produzierter Biomasse kann eine wesentliche Steigerung des Erneuerbare-Energien-Anteils im Verkehrssektor nur gelingen, wenn der Verkehr zukünftig zu wesentlichen Teilen elektrisch angetrieben wird und auf energiesparende Verkehrsmittel verlagert werden.

[94] *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)*, Klimaschutzbericht 2017, S. 24.

[95] *Umweltbundesamt*, Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2016, S. 11.

Ein wesentliches Mittel hierfür wäre eine stärkere Bepreisung von CO_2-Emissionen im Verkehr.[96]

Die Elektrifizierung der Mobilität ist im Bereich des schienengebundenen Verkehrs bereits weit fortgeschritten: Die Schienenstrecken in Deutschland sind bisher zu etwa 60 % mit einem elektrischen Fahrdraht ausgestattet, darunter fast alle Strecken mit besonders hoher Auslastung. Abgesehen von einigen Regionen mit geringer Elektrifizierung von Bahnstrecken wie Schleswig-Holstein, ist das Potenzial zur weiteren Elektrifizierung des schienengebundenen Verkehrs daher bereits zu einem erheblichen Teil ausgeschöpft.

Bei der Stromversorgung des Schienenverkehrs sind hingegen noch erhebliche Potenziale für den Einsatz von Ökostrom vorhanden. Die Deutsche Bahn – mit einem Jahresverbrauch von 10 TWh größter Stromverbraucher im Mobilitätssektor – bezieht bislang knapp die Hälfte (44%) dieses Stroms aus Erneuerbaren Energien.[97] Dieser Anteil soll nach den Plänen der Bahn bis 2030 auf 80% erhöht werden. Inwieweit kommunale Nahverkehrsbetriebe diesem Beispiel folgen und wie groß dadurch das zusätzliche Nachfragepotenzial nach Ökostrom ist, kann schwer abgeschätzt werden, jedoch dürfte eine konsequente Umstellung des gesamten Schienenverkehrs auf Ökostrom die Nachfrage um einen relevanten zweistelligen TWh-Betrag pro Jahr erhöhen.

Bei einer Umstellung auch der bislang mit Diesel betriebenen Busse im Öffentlichen Verkehr auf batterieelektrischen oder Strom-Oberleitungs-Antrieb liegt das Nachfragepotenzial bei zusätzlich 43 TWh/a.[98]

Das quantitativ größte Potenzial der Elektromobilität ergibt sich jedoch aus dem motorisierten Individualverkehr (MIV) und dem Straßen-Güterverkehr. Für den Bereich der Pkw wird in den kommenden Jahren mit einer zunehmenden Elektrifizierung der Fahrzeugflotte ausgegangen, wobei die Fahrzeuge überwiegend batterieelektrische und teilweise Plug-in-Hybrid-Antriebe haben werden.

Der elektrische Betrieb von Pkw ist nicht per se emissionsfrei, sondern hängt von der Qualität des eingesetzten Stroms ab. Bei Einbeziehung aller Emissionen bei Herstellung und Betrieb werden bei durchschnittlicher Fahrleistung durch die Fahrt eines Elektroautos mit dem heutigen deutschen Strommix zwischen 119 g und - 168 g CO_2 pro Kilometer induziert.[99]

---

[96] Agora Verkehrswende: Towards decarbonizing transport, 2018.

[97] Deutsche Bahn, Pressemitteilung vom 20. November 2018. https://www.deutschebahn.com/de/presse/suche_Medienpakete/medienpaket_klimaschutzziel-1201550

[98] *Quaschning,* Sektorkopplung durch die Energiewende, 2016, S. 23.

[99] Siehe die unterschiedlichen Ergebnisse bei *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit*: Wie klimafreundlich sind Elektroautos?, S. 2 und Messagie, *Life Cycle Analysis of the Climate Impact of Electric Vehicles,* 2018, S. 11.

Hiervon entfallen auf die Emissionen bei der Herstellung knapp 60g/km. Bis zum Jahr 2030 sinken diese Werte aufgrund der steigenden Anteile erneuerbaren Energien deutlich.

Dies liegt zwar unter den durch vergleichbar große Autos mit Verbrennungsmotor induzierten Emissionen (ebenfalls unter Berücksichtigung der Vorketten), jedoch gehen auch von Elektroautos bei Bezug von durchschnittlichem Netzstrom beträchtliche Emissionen aus. Gleichwohl wird der Betrieb von Elektroautos bei der Berechnung der Flottenverbräuche von Autoherstellern und in der Kennzeichnung gegenüber Autokunden heute pauschal mit 0 g CO_2/km festgesetzt. Diese pauschale Bilanzierung des Stromverbrauchs mit 0 g/km – unabhängig von dessen Erzeugungsart – widerspricht den Bilanzierungsregeln für alle anderen Verbrauchssektoren. Wie oben dargelegt, müssen produzierende Unternehmen in ihre CO_2-Bilanz auch die durch den Strombezug induzierten Emissionen einbeziehen. Um es mit einem fiktiven Fallbeispiel bildlich zu verdeutlichen: Eine Fabrik, die Strom aus einem Braunkohlekraftwerk bezieht, muss sich pro Kilowattstunde 1.148 g CO_2-Emissionen zuschreiben lassen.[100] Das Elektro-Auto eines Angestellten der Fabrik, der sein Auto während der Arbeit dort mit demselben Strom lädt, fährt bilanziell hingegen emissionsfrei.

Vertreter der Automobilindustrie versuchen diese offenkundig systemfremde 0-gramm-Bilanzierung bei Autos teilweise damit zu rechtfertigen, dass das CO_2 am Ort der Stromproduktion (Kraftwerk) in die CO_2 -Bilanz einfließe und dass aufgrund des THG-Handelssystems sichergestellt sei, dass die durch Elektromobilität zusätzliche Stromnachfrage nicht zu zusätzlichen Emissionen innerhalb des THG-Systems führe. Diese formal richtige Feststellung hilft jedoch nicht über die systemische Inkonformität der Bilanzierungsmethode hinweg. Mit derselben Begründung könnte sonst jeder Stromverbraucher von sich behaupten, dass sein Stromverbrauch klimaneutral sei, da die Emissionen nur dem Kraftwerk zuzurechnen seien. Gängige, gesetzlich legitimierte Instrumente wie die CSR-Berichterstattung oder die Berechnung des ökologischen Fußabdrucks von Produkten, Unternehmen oder Privatpersonen wären mit diesem Ansatz ad absurdum geführt.

Für eine Sonderbilanzierungsregelung des Stromverbrauchs ausschließlich für die Automobilindustrie, die von den Regelungen zur CO_2 -Bilanzierung aller anderen stromverbrauchenden Prozesse abweicht, gibt es keine Rechtfertigung. Die CO_2 -Bilanzierung von Elektro-Kfz mit 0 g/km lässt sich daher nur dann rechtfertigen, wenn die KfZ mit Ökostrom geladen werden.

Hieraus folgt, dass sichergestellt werden muss, dass der gesamte Stromverbrauch für individuelle Elektromobilität zukünftig durch Ökostrom abgedeckt wird. Gelingt es nicht, dies sicherzustellen, müsste auch zur Wahrung der grundrechtlichen Gleichbehandlung aller Stromverbraucher die Bilanzierung des Fahrstroms von Elektroautos mit 0 g CO_2/km in Frage gestellt werden.

---

[100] *Umweltbundesamt*, Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2017 S. 16, 2018.

Bislang gibt es zwar gewisse Bestrebungen in diese Richtung, jedoch kann in Deutschland noch nicht sichergestellt werden, dass Elektroautos mit Grünstrom beladen werden. Eine Pflicht zur ausschließlichen oder weitestgehenden Nutzung von Ökostrom ist in zahlreichen Förderprogrammen der Länder und des Bundes für E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur enthalten. Da Fahrzeuge jedoch in der Praxis auch an ungeförderten Stromquellen, insbesondere an Privathäusern, beladen werden, kann auf diese Weise kein flächendeckender oder überwiegender Ökostrombezug sichergestellt werden.

Der tatsächliche Ökostrombezug sollte daher auf anderem Weg eingefordert werden. Hierfür bietet sich insbesondere die vom Bund (und ergänzend von einigen Ländern) gewährte Förderung des Kaufs von Elektroautos an. Bislang sind öffentliche Zuschüsse für die Beschaffung von E-Autos sind nur teilweise daran gebunden, dass der Betrieb der Fahrzeuge mit Grünstrom erfolgt.[101] Zukünftig sollten alle Investitionsförderungen für Elektrofahrzeuge, äquivalent zur Förderung der Ladeinfrastruktur, an die Verpflichtung geknüpft werde, diese Fahrzeuge mit Ökostrom zu laden. Eine solche Pflicht könnte z.B. umgesetzt werden, indem die Zuwendungsempfänger verpflichtet werden, bei (stichprobenartig durchzuführenden) Überprüfungen die Verwendung von Ökostrom nachzuweisen (z.B. durch Vorlage eines Stromliefer-Vertrags mit entsprechender Stromkennzeichnung). Kann der Nachweis nicht geführt werden, wäre die Zuwendung zurückzuzahlen.

Mittelfristig bedarf es jedoch anderer Lösungen, um den Ökostrombezug oder die Entwertung von HKN entsprechend der Fahrleistung zu gewährleisten, da die Anschaffung von Elektro-Kfz in einigen Jahren auch ohne Zuwendungen in den meisten Fällen wirtschaftlich sein wird und ein Auslaufen der Förderprogramme daher absehbar ist.

F.4.2 Wärme

Auch im Wärmesektor ist das Potenzial zum Einsatz von Strom hoch. Der Gesamtenergiebedarf für Wärme/Kälte lag im Jahr 2016 bei 4945 Petajoule (ca. 1373 TWh) und ist damit etwa doppelt so groß wie der Elektrizitätsverbrauch. Etwas mehr als die Hälfte der Wärme wird zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt, ein ebenfalls großer Bedarf besteht für Prozesswärme, und immerhin noch 4,5% des gesamten Endenergiebedarfs wird zur Erwärmung von Wasser gebraucht. Der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor stagniert seit einigen Jahren unterhalb von 15% und stammt maßgeblich aus Biomasse.

[101] Die Förderrichtlinie Elektromobilität des *Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur* vom Dezember 2017 gewährt Investitionszuschüsse für Unternehmen und Kommunen. Voraussetzung ist dafür „die Darstellung der ökologischen Vorteile […] Hierfür muss der Betrieb der Fahrzeuge weitestgehend mit erneuerbarer Energie erfolgen…“ (S. 3).

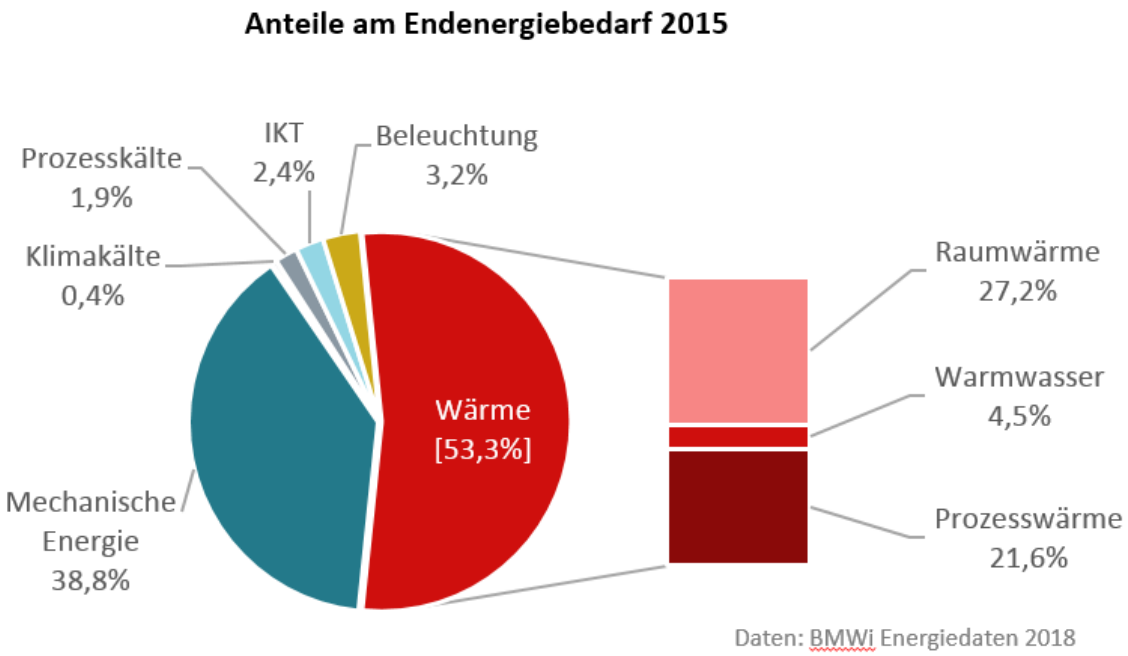


Abbildung 17: **Anteil unterschiedlicher Wärmebedarfe am Endenergieverbrauch**

Innerhalb des Wärmesektors liegt das größte Potenzial zur Elektrifizierung in der Raumwärme und beim Warmwasser. Bislang liegt der elektrisch erzeugte Anteil der Raumwärme bei rund 14 TWh/a, das entspricht rund 2%. Hierbei dominieren noch die Strom-Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen) im Gebäudebestand – die im Betrieb deutlich effizienteren und günstigeren Wärmepumpen setzen sich nur langsam im Neubausektor und nur selten beim Heizungsaustausch durch. Die Erzeugung von Warmwasser erfolgt hingegen bereits heute zu knapp 20% elektrisch (Durchlauferhitzer, Elektroboiler), hierfür werden jährlich rund 25 TWh Strom eingesetzt. Trotz erwarteter zusätzlicher Bemühungen zur Verringerung des Energiebedarfs von Gebäuden wird für 2030 ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 150 TWh/a für Gebäudewärme durch Wärmepumpen erwartet.[102]

Der Bereich der Prozesswärme ist zum Großteil deutlich schwieriger für die Elektrifizierung zu erreichen, da die in vielen industriellen Prozessen benötigten Temperaturen mit Wärmepumpen alleine nicht zu erreichen sind.[103] In Frage kommt vielfach somit nur die deutlich ineffizientere und damit teurere direkte Wärmeerzeugung mit Strom. Mittel- bis langfristig, wenn es sehr hohe Kapazitäten Erneuerbarer Stromerzeugung gibt, dürfte jedoch auch in diesem Sektor bei entsprechenden Rahmenbedingungen ein phasenweiser Einsatz

[102] *Quaschning*, a.a.O., 2016.

[103] Siehe näher *Maaß u.a.*, Strategische Optionen zur Dekarbonisierung und effizienteren Nutzung der Prozesswärme und –kälte, 2018.

elektrischer Prozesswärmeerzeuger in Frage kommen, um insbesondere in Starkwindphasen die großen Strommengen sinnvoll zu nutzen.

Bislang sind die Rahmenbedingungen die Stromnutzung im Wärmesektor suboptimal. Ob sich die dargestellten Wachstumsperspektiven für die Elektrifizierung des Wärmemarktes realisieren lassen, hängt auch davon ab, dass sich dies ändert. Die elektrisch erzeugte Wärme muss vor allem gegenüber Erdgas noch konkurrenzfähiger werden. Die Vollkosten für die Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen liegen nur mit guter Förderung und guten Rahmenbedingungen unterhalb von Gasheizungen.

Einer der maßgeblichen Gründe hierfür liegt in der unterschiedlichen Höhe der staatlich induzierten oder regulierten Abgaben für die unterschiedlichen Energieträger. Während die Summe dieser Abgaben und Umlagen sich bei Strom durchschnittlich auf 18,7 ct/kWh beläuft, liegt die Summe für Erdgas bei 2,2 ct/kWh und für Erdöl bei 0,6 ct/kWh.[104] Um verstärkt Wärmepumpen in den Markt zur dezentralen Wärmeerzeugung zu bringen und dort Erdgas- und Heizöl-Heizungen zu verdrängen, bedarf es daher einer veränderten Abgabenstruktur. Insbesondere bietet sich hierfür eine CO_2-bezogene, aufkommensneutrale Abgabe auf verschiedene Energieträger an, mit der die Kostenbelastung vom Strom auf den Wärmesektor verschoben wird.[105] Mittlerweile wird eine umfassende CO_2-Abgabe von zahlreichen Akteuren aus Wissenschaft und Wirtschaft gefordert.[106]

Verbesserte Rahmenbedingungen könnten vor allem in der Fernwärmeversorgung zu einem Schub der Elektrifizierung führen, der die Flexibilität des Energiesystems erhöht und die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien erleichtert. Durch ein geschicktes Design der Sektorenkopplung Strom/Wärme und könnten Fernwärmeversorger als wichtige Kunden für inländischen Ökostrom entwickelt werden. Zugleich würden Großwärmepumpen in Kombination mit KWK-Anlagen und Großwärmespeichern erhebliche, kostengünstige negative und positive Flexibilitätsreserven für den Strommarkt bereitstellen könnten.

Eine positive Klimabilanz der Stromnutzung hängt auch im Wärmesektor maßgeblich davon ab, dass der eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Die gesetzlichen Regelwerke differenzieren bislang nicht nach der Herkunft des Stroms. Nach dem Gesetz ist die Klimabilanz von Gebäuden oder Fernwärmenetzen, die mit elektrischer Energie beheizt werden unabhängig von der Herkunft des Stroms zu beurteilen. Es findet auf der Basis einer

---

[104] *Agora Energiewende*, Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger, 2017, S. 86.

[105] *Agora Energiewende*, Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr. Optionen für eine aufkommensneutrale CO_2 –Bepreisung, 2018.

[106] *Edenhofer/Schmidt*, Eckpunkte einer CO2-Preisreform, 2018; *Frondel,* Deutschlands Klimapolitik: Höchste Zeit für einen Strategiewechsel, 2017; *BEE*, Stromsteuer durch CO2-Steuer ersetzen, 2017; *EnBW*, Globale Unternehmen fordern einen CO2-Mindestpreis, 2018; *BDEW*, Positionspapier – CO2 – Bepreisung, 2018.

ortsbasierten Bilanzierung immer ein einheitlicher Primärenergiefaktor in Höhe von 1,8 für „Netzstrom“ Anwendung – selbst wenn der Kunde die Wärmepumpe mit Ökostrom betreibt.[107]

Lediglich für Strom, der im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zum Verbrauchsort erzeugt wird, existiert in § 5 Abs. 1 EnEV eine Sonderregelung, wonach dieser Strom den Endenergiebedarf des Gebäudes reduziert. Grünstrom, der über ein öffentliches Netz zum Gebäude geliefert wird, wirkt sich damit nicht in der Energiebilanz des Gebäudes aus. Dieser Ansatz wird auch von dem Referentenentwurf des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) fortgesetzt. Nach Anlage 4 (zu § 22 Abs. 1) des GEG-Entwurfs ist für Netzstrom ein einheitlicher PEF von 1,8 anzusetzen. Für den vor Ort am Gebäude oder im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang produzierten Strom aus Wind oder Solarenergie soll ein PEF von 0 anzusetzen sein. Ein Teil des so produzierten Stroms kann gem. § 23 GEG-Entwurf zur Anrechnung auf den Jahres-Primärenergiefaktor angerechnet werden, wenn der Strom überwiegend selbst vor Ort genutzt wird und nicht in einer elektrischen Direktheizung verwendet wird.[108]

Für die Gebäudewärme wird somit Netzstrom ortsbasiert bilanziert, maßgeblich ist die Durchschnittsqualität des bundesdeutschen Strommix. Der marktbasierte Bilanzierungsansatz, der auf die Qualität des vom Verbraucher bezogenen Stroms rekurriert, kommt ausdrücklich nicht zur Anwendung.

Beim Strombezug für Gebäude besteht somit ein gewisser Widerspruch zur Stromkennzeichnung: Auf der Rechnung eines Ökostrom-Kunden mit Wärmepumpen-Grünstromtarif wird der Wert von 0 g CO_2 für den Strombezug ausgewiesen. Gleichwohl darf dies in der Beurteilung der energetischen Bilanzierung seines Gebäudes nicht berücksichtigt werden.

Verglichen mit der oben beschriebenen Bilanzierungsmethodik bei Pkw wird bei Gebäuden also genau entgegengesetzt gerechnet: Während bei der Elektromobilität jeder Strom unabhängig von seiner Herkunft automatisch „grün“ bilanziert wird, ist im Gebäudesektor der gesamte Strombezug unabhängig von seiner Herkunft als „grau“ zu bilanzieren. In allen sonstigen Formen des Stromverbrauchs kommt hingegen der marktbezogene Ansatz zur Anwendung, der nach der Herkunft des Stroms differenziert.

---

[107] Anlage 1 Nr. 2.1.1 Satz 6, erster Halbsatz der Energieeinsparverordnung; vgl. näher *Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags*, Primärenergiefaktoren – Sachstand, 2017. https://www.bundestag.de/blob/487664/1a1c2135f782ff50b84eb3e7e0c85ef3/wd-5-103-16-pdf-data.pdf

[108] Auch Biogas wird im GEG-Entwurf mit Erdgas gleichbehandelt (PEF von 1,1 bei Direktnutzung). Bei Nutzung von Biomethan in KWK-Nutzung kann gem. § 22 ein PEF von 0,6 angesetzt werden, wenn über ein Massenbilanzierungssystem sichergestellt wird, dass die entnommene Menge einer gleichen Menge Biogas entspricht, die an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist wurde.

Das deutsche Recht sieht somit drei unterschiedliche Methoden für die Bilanzierung von Grünstrom vor, die zu völlig konträren Ergebnissen kommen. Gegenüber allen anderen Verbrauchsarten werden Autos als Stromverbraucher bevorteilt und Gebäude benachteiligt.

Dieser Befund sollte im Zuge der Weiterentwicklung des deutschen und europäischen Energierechts überdacht werden. Damit soll nicht in Frage gestellt werden, dass beim Neubau und der Sanierung von Gebäuden auch beim Bezug von Ökostrom strenge Energieeffizienz-Anforderungen erfüllen sollen, weil die weitere Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudesektor zwingend zur Erreichung der Klimaschutzziele nötig ist. Gleichwohl erscheint oberhalb von Mindest-Energieeffizienz-Kriterien, die von jedem Gebäude zu erfüllen sind, eine Berücksichtigung der Qualität des Strombezugs in der energetischen Bewertung von Gebäuden mindestens diskussionswürdig: Auf diese Weise könnten Effizienzpotenziale gehoben und Anreize für eine höhere Akzeptanz von neuen, regionalen Windkraft- und Fotovoltaikprojekten gesetzt werden. Die Öffnung des GEG für die Berücksichtigung des Strombezugs von ortsnahen Windkraftanlagen in die Energiebilanzierung von Gebäuden zielt daher in die richtige Richtung.

G. Die Rahmenbedingungen des Ökostromhandels verbessern

Die physikalische Eigenschaft von Elektrizität bedingt, dass der genaue Ort der Erzeugung einzelner Kilowattstunden in einem verzweigten Stromnetz mit zahlreichen Erzeugern und Abnehmern nicht nachgewiesen werden kann. Es erfordert daher - nicht nur vom Stromverbraucher - ein hohes Abstraktionsvermögen, um zu verstehen, wie Strom aus einer definierten Erzeugungsanlage einem bestimmten Letztverbraucher zugeordnet werden soll, wenn doch die physikalische Eigenschaft von Strom stets die gleiche ist. Strom sucht sich grundsätzlich den kürzesten Weg von der Erzeugung zum Verbrauch. Dieser Weg kann abhängig von der konkreten Situation von Erzeugung, Netzauslegung und Verbrauch sehr unterschiedlich sein.

Soll nun einer Kilowattstunde die Information über die Art ihrer Entstehung beigefügt werden, kann dies nicht über den Strom selbst erfolgen. Sobald eine Ökostromanlage den Strom in ein verzweigtes Stromnetz einspeist, vermischt sich der Strom zwangsläufig mit dem Strom aus allen anderen Energiequellen, also auch aus den noch laufenden Kohle- und Atomkraftwerken sowie Gaskraftwerken.

Bei der Einführung des freiwilligen Ökostrommarktes und der Möglichkeit der Kunden, über die Qualität und Herkunft des von ihm bezahlten Stroms selbst zu entscheiden, bestand die größte Hürde in der sicheren Zuordnung der grünen Eigenschaft des Stroms von der Erzeugungsanlage bis zum Kunden. Die gewählte und heute vom Gesetzgeber vorgegebene Lösung besteht in der Abtrennung der „grünen Eigenschaft“ des Stroms vom Strom selbst und in der Verbriefung dieser grünen Eigenschaft in Form eines übertragbaren Nachweises. Dieses Prinzip der Herkunftsnachweise hat folgende Vorteile:

- Es hilft, die Fiktion begreiflicher zu machen, wonach Ökostrom vom Kraftwerk zum Kunden unter Beibehaltung seiner grünen Eigenschaft fließe.

- Es ermöglicht eine mengengenaue Dokumentation der Erzeugungsart. Ein Herkunftsnachweis kann viele weitere Informationen enthalten, wie zum Beispiel das Alter der Anlage, dessen Standort oder sogar dessen besonderen ökologischen Eigenschaften.

- Während sich im Stromhandel der Strom aus erneuerbaren Energien in den Bilanzkreisen der Händler mit den Qualitäten anderer Strommengen vermischt, lassen sich Herkunftsnachweise eindeutig von einem Händler zum nächsten übertragen. Das schafft die essentielle Voraussetzung, um Ökostrom national wie europaweit zu handeln, worauf im Folgenden noch vertiefend eingegangen wird.

- Der wohl größte Vorteil des Prinzips der Herkunftsnachweise besteht jedoch in der Möglichkeit, eine Doppelvermarktung der grünen Stromeigenschaft auszuschließen. Für einen dauerhaft funktionierenden Ökostrommarkt ist es unabdingbar, dass ein entsprechend zuverlässiges und belastbares Nachweissystem für Ökostrom existiert, da

die Ökostrom Kunden aufgrund der physikalischen Unmöglichkeit einer Direktlieferung auf anderem Wege sichergehen müssen, dass der Ökostrom, für den sie bezahlen, auch nur einmal als solcher verkauft wird, nämlich an sie.

Das Prinzip der Herkunftsnachweise ist das zuverlässigste System, welches sowohl den Handel von Ökostrom ermöglicht als auch die korrekte Zuordnung der Ökoeigenschaft zum Stromverbraucher garantiert und somit Betrug durch mehrfachen Verkauf der Grünstromeigenschaft ausschließt. Seit der gesetzlichen Etablierung des Herkunftsnachweisregisters (HKNR) beim Umweltbundesamt (UBA) im Jahre 2013 steht auch in Deutschland ein solches von staatlicher Seite verantwortetes, praxistaugliches und fälschungssicheres System zur Verfügung.

Trotz der guten Praxiserfahrungen sieht sich das System der Herkunftsnachweise mehreren Herausforderungen gegenüber: Zum einen besteht in Teilen der Öffentlichkeit weiterhin ein gewisses strukturelles Misstrauen gegenüber dem Instrument der Herkunftsnachweise als Grundlage für den Ökostromhandel. Zum anderen sind im Zuge der Dynamisierung der Energiewende einige noch ungelöste Herausforderungen entstanden, die eine Weiterentwicklung des Herkunftsregisters sinnvoll erscheinen lassen. Sowohl die grundsätzliche Vertrauensdiskussion (unten G.1 und G2.) als auch die praktischen Herausforderungen (G.3-G.5) werden im Folgenden kurz beschrieben.

G.1 Vertrauen in das Herkunftsnachweissystem stärken

Die Loslösung der Herkunftseigenschaft von dem erneuerbar erzeugten Strom ist die Voraussetzung für die Handelbarkeit und Bilanzierung von Ökostrom. Ein immer wieder vorgetragener Kritikpunkt lautet nun, dass mit einer jeweils getrennten Beschaffung von Strom und HKN Greenwashing betrieben würde, indem der Stromversorger den Strom mit unbekannter Herkunft beschafft und in der jeweils gleichen Menge Herkunftsnachweise parallel dazukauft, um beides zusammen als Ökostrom zu verkaufen. Dadurch würde Strom „umetikettiert“ werden und das Geld der Ökostromkunden für Strom unbekannter Herkunft ausgegeben und im Zweifel in Atom- und Kohlekraftwerken landen.

Die Kritik ist von ihrem Ausgangspunkt her verständlich, denn Ökostromkunden wollen i.d.R. ihr Geld möglichst ausschließlich für Strom aus erneuerbaren Anlagen verwendet wissen. Bei näherer Betrachtung verkennt die Kritik jedoch die Funktionsweise des Strommarktes, an dessen Realität kein Ökostromanbieter umhinkommt:

In das europäische Stromnetz wird stets genau so viel Strom eingespeist, wie zur Deckung des Bedarfes benötigt wird. Angebot und Nachfrage müssen sich stets ausgleichen, ggf. erfolgt dies kurzfristig über den Regelenergiemarkt. Alle (Öko-)Stromanbieter wissen, wie viel Strom sie für ihre Kunden beschaffen müssen. Alle Kraftwerksbetreiber, erneuerbare wie konventionelle, verkaufen ihren Strom entweder im Vorwege oder tagesaktuell an die Börse. Strom, der nicht abgenommen werden kann, wird normalerweise nicht produziert bzw. nicht ins Netz eingespeist. Grundsätzlich ist jeder Verkäufer mit Abschluss eines Liefervertrages verpflichtet,

diese Lieferung der verkauften Strommenge zeitgenau physikalisch zu erfüllen (d.h. ins Netz einzuspeisen) – egal, ob die erneuerbaren Anlagen die verkaufte Menge gerade erzeugen oder der Wind nicht weht. Das bedeutet, dass sich jeder Vorlieferant bzw. jeder Erzeuger am Beginn einer Lieferkette so absichern muss, dass er den versprochenen Strom jederzeit liefern kann. In der Regel bündelt ein EE-Anlagenbetreiber seine Anlagen in einem großen Bilanzkreis, den er dann durch Zu- und Verkäufe von fehlendem oder überschüssigem Strom stets ausgeglichen halten muss. Er kann diesen Ausgleich direkt über die Strombörse tätigen oder über einen weiteren Händler. Am Ende einer solchen Kette steht immer ein Händler bzw. Lieferant, der fehlende Ausgleichsmengen aus konventionellen Kraftwerken bzw. als Strom unbekannter Herkunft bereitstellt, um die Ausgeglichenheit der Bilanzkreise und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Um diese Herausforderung bzw. Pflicht kommt auch kein Ökostromanbieter herum. Es sei denn, er betreibt so viele eigene Anlagen, dass zu jeder Viertelstunde seine Bedarfsprognose aus diesen Erneuerbaren Quellen erfüllen kann. Dies ist in Deutschland höchst selten der Fall.[109]

Der Stromhandel bzw. die Erfüllung von physikalischen Lieferungen muss und kann deshalb nur unabhängig von der Art der Erzeugung funktionieren. Sowohl die Ökostromeigenschaft als auch der Preis werden über den Herkunftsnachweis geliefert und abgerechnet. Der Wert bzw. der Preis des physikalischen Stromes werden völlig unabhängig von der Erzeugungseigenschaft ermittelt.

Vor dem Hintergrund der physikalischen Realitäten sowie der Notwendigkeit des Einsatzes von HKN werden in der Kommunikation einiger Anbieter Konstruktionen beschrieben, die das angebliche Problem der Entkopplung von Strom und dessen Eigenschaft beheben sollen. Im Folgenden wird kurz abgehandelt, warum diese Versuche, den Eindruck einer direkten Lieferung zwischen Kraftwerken und Kunden zu erwecken, der Glaubwürdigkeit des Ökostromhandels sogar schaden:

- Ein Ansatz ist, HKN nur in „Kopplung“ mit einer Stromlieferung zu beziehen. Um eine echte Kopplung darzustellen, müsste der Anbieter nachweisen, dass der Bilanzkreis seines Lieferanten sich zu jeder Zeit nur aus den definierten erneuerbaren Kraftwerken speist und dieser Bilanzkreis direkt in den Bilanzkreis des Stromanbieters liefert. Dass

[109] Auch eine noch so genaue Bedarfsprognose kann nicht vorhersehen, wann genau der Stromkunde seinen Strom tatsächlich abruft bzw. die Nutzung elektrischer Geräte erfolgt. Auch die der Prognose zugrunde liegenden Menge basiert in der Regel auf den Werten des vorherigen Abrechnungszeitraums. Insofern entstehen stets Abweichungen zwischen der Verbrauchsprognose, aus der der Lieferfahrplan erstellt wird, und dem tatsächlichen Stromverbrauch des Kunden. Diese sogenannten Mehr- oder Mindermengen werden vom Netzbetreiber bereitgestellt. Der Stromanbieter hat keinen Einfluss auf die Herkunft dieser Mengen.

HKN-Register in Deutschland bietet eine solche Option zur Ausstellung von „gekoppelten“ Herkunftsnachweisen an. Allerdings wird diese kaum genutzt, was darauf hindeutet, dass dieses Instrument für größere Mengen Ökostrom praktisch untauglich ist.

- In Erläuterungen zu anderen Ökostromprodukten heißt es, der Stromanbieter beziehe seinen Strom „direkt“ aus bestimmten Kraftwerken und in keinem Fall von der Strombörse (weil unbekannte Herkunft). Wenn diese Behauptung richtig sein soll, müsste auch hier der Anbieter seinen Strom vollständig aus einem Bilanzkreis beziehen, der nachweislich stets mit ausreichend erneuerbaren Energien gedeckt ist. Praktisch ist es so, dass im Falle einer Unterdeckung ein Dienstleister oder Vorlieferant aus anderen Bilanzkreisen mit erneuerbaren Energien ausgleicht. Der Vorlieferant wird seinen eigenen Bilanzkreis jedoch wiederum an der Strombörse ausgleichen. Am Ende der Lieferkette müssen - wie oben beschrieben - mit Graustrom die Residual-Mengen ausgeglichen werden, solange das Stromsystem nicht nahezu vollständig auf Basis erneuerbarer Energien betrieben wird. Viele Ökostromanbieter verlagern diesen Schritt auf die Vorlieferanten und gehen somit einem Ausgleich an der Börse aus Imagegründen aus dem Weg. Es wird zudem deutlich, dass mit der angeblichen Kopplung ein ökologischer Nutzen nicht verbunden ist.

Alle Erklärungsversuche, die Entkopplung von Strom und seine Herkunft zu überwinden, lassen zudem außer Acht, dass einer Kopplung keinerlei ökologischer Nutzen entspringt. Vielmehr fließt Strom immer vom Kraftwerk zum nächstmöglichen Verbrauchspunkt. Keine Kilowattstunde aus einem bayerischen Wasserkraftwerk kommt physikalisch in Hamburg oder Berlin beim Kunden an. Insofern fördert das Vorgeben eines „direkten“ Bezuges von Ökostrom aus definierten Kraftwerken nicht die Glaubwürdigkeit der Ökostromprodukte, da auch eine solche Lieferung nicht direkt sein kann, sondern lediglich Herkunftsnachweise zum Nachweis der Ökoeigenschaft verwendet. Wenn ein Ökostromanbieter seinen Strom beim Betreiber der Kraftwerke beschafft, aus denen er auch die HKN bezieht, mag dies glaubwürdiger erscheinen als eine Beschaffung der physikalischen Strommenge von der Strombörse. Aber in jedem Fall erreicht Ökostrom den Stromkunden nicht über seine physikalische Lieferung, sondern immer und zwingend über Herkunftsnachweise.

Für eine hohe Glaubwürdigkeit und ein Vertrauen die Funktionalität des Ökostrommarktes braucht es ein klares Bekenntnis aller Marktakteure zu den physikalischen und energiewirtschaftlichen Realitäten des Stromhandels und damit auch zu der Unmöglichkeit, einer einzelnen Kilowattstunde einen physikalische „Geburtsurkunde“ anzuheften, um sie real nachverfolgen zu können. Das System der HKN ist das beste verfügbare und funktionierende Nachweissystem, welches den Ökostromhandel verlässlich abwickelt und dem Kunden eine Garantie über die Herkunft seines Ökostroms geben kann.

Mit der zunehmenden Vielfalt unterschiedlicher Attribute für Ökostrom sowie der rasanten Zunahme von Erzeugungsanlagen auf der Angebotsseite und der steigenden Zahl von Ökostrom-Kunden auf der Nachfrageseite, muss das System der Herkunftsnachweise gestärkt

und ausgebaut werden. Der bereits sehr gut funktionierende europaweite Handel von Ökostrom muss laufend den ändernden Rahmenbedingungen angepasst und weiterentwickelt werden. Wir adressieren im Folgenden kursorisch die wesentlichen Ansatzpunkte für eine Stärkung des europaweiten Ökostromhandels.

G.2 Marktbasierte Strombilanzierung

In den vorhergehenden Kapiteln wurde mehrfach beschrieben, dass das Nebeneinander von verschiedenen Bilanzierungssystemen zu einer doppelten Inanspruchnahme der grünen Eigenschaft des Stroms führen kann. Jede doppelte Inanspruchnahme würde wiederum das Vertrauen in das Funktionieren der Grundlagen des Ökostrommarktes schädigen. Das Ziel muss daher sein, die mittels der Herkunftsnachweise sehr gut funktionierende korrekte Zuordnung der Grünstromeigenschaften zu stärken und auch zukünftig eine mögliche Doppelverwendung auszuschließen.

Das Problem der Doppelverwendung einer Kilowattstunde Ökostrom wird bei unterschiedlichen Zuordnungen, bzw. Bilanzierungen relevant. Wer nutzt die positive Eigenschaft von Ökostrom? Wird die einmal produzierte Kilowattstunde Ökostrom an einen Ökostromkunden verkauft, so gehört ihm die Ökostromeigenschaft. Er bekommt dies über die Stromkennzeichnung seines Stromanbieters bestätigt. Gleichzeitig könnte der Bewohner des Ortes, an dem die oben angenommene Kilowattstunde Ökostrom produziert wurde, für sich beanspruchen, dass der Strom aus seinem Stromnetz ökologisch erzeugt wurde. Wenn zum Beispiel Schleswig-Holstein betont, dass die im Bundesland erzeugte Menge erneuerbare Energien bereits über 120 % des Brutto-Stromverbrauches des Landes darstelle[110], so zielt die Zuordnung auf den Ort der Erzeugung ab und nicht auf einen Ökostrombezug sämtlicher Schleswig-Holsteiner Haushalte und Unternehmen.

Die Zuordnung von Grünstromeigenschaften vollzieht sich teilweise unbewusst in den Köpfen der Stromkunden und nicht alleine durch gesetzgeberische Vorgaben. Besonders deutlich wird dies am Beispiel von Norwegen: Nach der ortsbasierten Bilanzierungsmethodik erhalten die norwegischen Stromkunden aufgrund der enormen Wasserkraftkapazitäten zu ca. 95 % Ökostrom. Dies ist im Bewusstsein der dortigen Stromkunden verankert. Tatsache ist jedoch, dass Norwegen den überwiegenden Teil der grünen Eigenschaft seines Ökostroms über das System der Herkunftsnachweise ins Ausland verkauft. D.h., die Grünstromeigenschaft gehört nach dem Prinzip der marktbasierten Bilanzierungsmethodik dem Käufer. Demnach führt jeder Verkauf eines norwegischen HKN in gleichem Maße zu einem Anstieg des Graustroms in Norwegen. Tatsächlich ist es so, dass die norwegische Stromkennzeichnung mittlerweile überwiegend eine Stromherkunft aus fossilen Quellen ausweist. Diese Realität ist im Bewusstsein der meisten norwegischen Stromkunden jedoch vermutlich nicht angekommen.

[110] https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/energiewende_node.html;jsessionid=FB796E3043FF408B70B7B995E38CE8D6, abgerufen am 04.11.2018

Somit gehen sowohl der norwegische Stromverbraucher als auch der Käufer des Ökostroms davon aus, Ökostrom zu beziehen, obwohl dieser nur einmal einem der beiden zugerechnet werden kann.

Mit einem zunehmenden Bewusstsein der norwegischen Stromkunden und dem Anstieg der dortigen Verkäufe von HKN-hinterlegten Grünstromprodukten wird sich das beschriebene Problem relativieren. Wichtig ist hierfür, auch auf dem norwegischen Markt eine konsequente Anwendung der – auch in norwegisches Recht umgesetzten – europäischen Regeln der Stromkennzeichnung. Des Weiteren verringert sich das „Norwegen-Problem“ stetig durch das Wachsen des europäischen Ökostrommarktes, wodurch sich die quantitative Relevanz norwegischer Wasserkraft stetig verringert. In keinem anderen Land außer Norwegen gibt es eine vergleichbar unausgeglichene HKN-Handelsbilanz. Österreich ist beispielsweise bereits Netto-Importeur von HKN,[111] obwohl es ebenso über erhebliche Wasserkraftkapazitäten verfügt. Grund hierfür ist ein ausgeprägter Ökostrommarkt.

Eine verstärkte Transparenz zu dieser Bilanzierungsproblematik ist wichtig, um das Vertrauen in das System insgesamt zu stärken. Die Europäische Union hat sich mit der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie von 2009 und mit dessen Reform 2018 für HKN als das Mittel der Wahl entschieden, um grüne Stromeigenschaften zuzuordnen und deren doppelte Inanspruchnahme zu vermeiden. Dieses System wiederum kann nur funktionieren, wenn es gegenüber Endkunden stringent angewendet wird und dabei nicht mit anderen Systemen konkurrieren muss, die eine abweichende Zuordnung der Grünstromeigenschaften vornehmen. Die Anwendung des ortsbasierten Ansatzes sollte daher auf Fälle begrenzt bleiben, die keinen Bezug zum Endkunden haben (z.B. Fortschritt bei der Erreichung nationaler EE-Ziele) oder die als Basis für Energieeffizienzmaßnahmen dienen.

G.3 Zunahme des Anteils kleiner Anlagengrößen

Die Energiewende ist gekennzeichnet durch eine Wandel bei der Größe der Anlagen: Klein- und Kleinstanlagen werden aufgrund zunehmender Eigenstrom- und Mieterstrommodelle sowie dezentraler Speicherung weiterhin stark zunehmen, große konventionelle Anlagen verlieren immer an Bedeutung. Bereits heute produzieren in Deutschland über 1,7 Millionen kleine Anlagen mit einer Nennleistung unterhalb von 30 kW Strom.[112] Die meisten davon dienen vorrangig der Eigenversorgung und speisen nachrangig ins Netz ein.

Gleichzeitig werden EE auch in immer größeren Großanlagen hinzugebaut (Offshore-Wind).

HKN für Klein- und Kleinstanlagen auszugeben, zu verwalten und zu entwerten, ist pro MWh aufwändig. Ein monetärer Wert des HKN wird so schnell von den Verwaltungskosten überlagert. Da die Zahl kleiner Anlagen insgesamt, aber speziell in dem Segment der „Ü20“-

[111] www.aib-net.org

[112] BNetzA, Anlagenregister.

Anlagen deutlich zunehmen wird, ist eine Integration solcher Anlagen in den HKN-Markt anzustreben. Dafür muss der Handel und die Abwicklung von HKN in Zukunft maximal automatisiert und effizient organisiert werden, um so Kleinproduzenten und Prosumer in das System zu integrieren. Dazu wird derzeit diskutiert, inwiefern neue Informationstechnologien wie Blockchain die Transaktionskosten senken können.[113] Blockchain- Technologien haben in Bezug auf die Dokumentation der Stromherkunft den Nachteil, dass eine einmal in eine Blockchain eingegebene Falschinformation nicht mehr korrigiert werden kann. Folglich steigen die Ansprüche an die korrekte Datenübermittlung von der registrierenden Anlage in eine Blockchain. Es wäre daher vorab zu untersuchen, ob bzw. welche Missbrauchsrisiken bestehen, welche das Vertrauen in die sichere Zuordnung der grünen Eigenschaft durch Herkunftsnachweise beschädigen könnten. Weiterhin ist kritisch zu sehen, dass Blockchain-Technologien in der heute verfügbaren Form hohe Rechnerkapazitäten und ein gewisses informationstechnisches Spezialwissen erfordern. Da Klein- und Kleinstanlagen häufig nichtkommerziell betrieben werden, stößt die Blockchain-Technologie u.U. auf nicht unerhebliche Akzeptanzprobleme.

Dennoch sollten die Vorteile der digitalen Messtechnologie, die inzwischen sukzessive europaweit eingeführt wird, für eine effiziente Kommunikation für Herkunftsnachweise genutzt werden. Da insbesondere auch Klein- und Kleinstanlagen relativ einfach mit intelligenten Zählern ausgestattet werden, können diese auch für eine verlässliche Generierung von Herkunftsnachweisen für Mengen < 1 MWh genutzt werden. Der Gesetzgeber sollte hierzu die Potenziale digitaler Messung und Kommunikation ermitteln und den Weg für ihre Nutzung bei Herkunftsnachweisen ebnen.

G.4 Zunahme der Qualitätsmerkmale von HKN

Der Umstand, dass ein Herkunftsnachweis mit beliebigen Informationen (Attributen) ausgestattet werden kann, ermöglicht prinzipiell eine Segmentierung bzw. Diversifizierung des HKN-Marktes. Der Endkunde erhält somit mehr Wahlmöglichkeiten hinsichtlich unterschiedlicher Qualitätsmerkmale „seines“ Ökostroms. Je nach Nachfrage und Angebot können sich für einzelne Qualitätsmerkmale unterschiedliche Preise herausbilden. Dieser Mechanismus der Diversifizierung ist besonders für die zukünftige Integration von Anlagen wichtig, die mithilfe von PPA errichtet und finanziert werden.

HKN enthalten heute bereits zahlreiche Attribute, jedoch sind davon das Alter der Anlage sowie das Herkunftsland die derzeit relevantesten. Die folgenden Attribute dürften in Zukunft noch wichtiger werden, da es voraussichtlich unterschiedliche Nachfrage und Zahlungsbereitschaft für unterschiedliche Anlagentypen geben wird:

- Handelt es sich um eine geförderte, ehemals geförderte oder nicht-geförderte Anlage?

[113] Gunst, http://energyorigins.net/system-updates/, Abruf am 22. November 2018.

- die jeweilige Erzeugungstechnologie
- Standort (regionale Anlagen)

Es ist zu erwarten, dass sich mit der Vielfalt der HKN-Qualitäten auch die Bedürfnisse der Kunden weiterentwickeln werden und sich damit auch eine differenzierte Wahrnehmung des Wertes unterschiedlicher Attribute herausbildet. Ein Beispiel dafür ist die derzeit noch geltende Auffassung der meisten Ökostromkunden, wonach HKN aus Neuanlagen wertvoller sind als aus Bestandsanlagen. Dies führt derzeit in Kombination mit einer starken Verknappung des Angebotes zu hohen HKN-Preisen für Strom aus Neuanlagen. Gleichzeitig wird in der aktuellen Diskussion betont, wie wertvoll Bestandsanlagen, die aus der Förderung herausfallen, für eine kosteneffiziente Energiewende werden (s.o.). Ihr Weiterbetrieb sollte deshalb durch den Verkauf der HKN unterstützt werden und für die Wertigkeit von Bestandsanlagen geworben werden.

Die Antwort auf die Frage, welche Merkmalsausprägung von HKN im Sinne der Energiewende sinnvoll oder weniger sinnvoll sind, wird sich nicht objektiv beantworten lassen. Wichtig sind das Ermöglichen einer Vielfalt von Attributen und die europaweite Preisbildung für unterschiedliche HKN. Wie im Kapitel E.3 zur Investitionsförderung erläutert, ist eine freie Preisbildung bei HKN die Voraussetzung, den Endkunden mit seiner individuellen Nachfrage z.B. nach bestimmten Technologien in den Ausbau der EE-Kapazitäten einzubinden.

G.5 Reform der Stromkennzeichnung

Zu einer Verbesserung der Rahmenbedingungen des Ökostromhandels gehört auch eine Reform der Stromkennzeichnung. Die bereits oben kurz skizzierten und an anderer Stelle ausführlich dargelegten Systemfehler der deutschen Stromkennzeichnung sollten behoben werden.[114] Insbesondere sollte das tatsächliche Beschaffungsverhalten der Anbieter in der Stromkennzeichnung besser abgebildet werden. Hierzu bedarf es einer Neuregelung der Zuordnung von Grünstromeigenschaften aus EEG-finanzierten Anlagen: Neue geförderte Anlagen sollten in Zukunft Herkunftsnachweise ausstellen dürfen.

Die derzeitigen gesetzlichen Regeln zur Stromkennzeichnung laufen strukturell darauf hinaus, dass der aufgezeigte potenzielle erhebliche Mehrwert des Ökostrommarkts für die Energiewende nicht aktiviert werden kann, weil die Lieferung von Ökostrom immer weniger Relevanz für die Stromkennzeichnung hat. Bereits heute hat nahezu jeder Privatkunden-Stromvertrieb über 50% Strom aus „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ in seiner Stromkennzeichnung, in den nächsten Jahren wächst dieser Anteil sukzessiv in Richtung 100% - selbst wenn dann noch erhebliche Mengen Strom aus fossilen Energieträgern

[114] S. im einzelnen *Agora Energiewende / Hamburg Institut*, Wie kommt der Ökostrom zum Verbraucher?, 2016.

im deutschen Strommix vorhanden sind.[115] Auf dem Papier macht es für die Verbraucher also immer weniger einen Unterschied, ob sie Ökostrom beziehen oder nicht, denn die Stromkennzeichnung aller Vertriebe nähert sich immer stärker an. Damit droht der Ökostrommarkt in seiner Substanz zu erodieren: Wenn es laut Stromkennzeichnung für den gelieferten Strommix und die verursachten Emissionen keinen oder nur noch einen geringen Unterschied macht, ob ein Verbraucher Ökostrom bezieht oder nicht, ist langfristig wohl kaum ein Kunde bereit, für Ökostrom einen Aufpreis zu bezahlen.

Das aktuelle System der Stromkennzeichnung konterkariert im Ergebnis die in dieser Studie aufgezeigten Möglichkeiten, den Wirkungsbeitrag des Ökostrommarkts zur Energiewende zu vergrößern. Ein Regelungsrahmen, der das Potenzial des freiwilligen Ökostrommarkts für die Energiewende heben will, muss daher die Stromkennzeichnung grundlegend reformieren.

[115] Der Grund hierfür liegt in der großen Anzahl „privilegierter Endkunden“, die gemäß §§ 63 ff. EEG 2017 nur eine reduzierte EEG-Umlage zahlen und daher auch nur einen niedrigen EEG-Anteil in der Stromkennzeichnung ausgewiesen bekommen. In der Konsequenz erhöht sich der EEG-Anteil in der Stromkennzeichnung für Vertriebe mit wenigen oder keinen privilegierten Endkunden - dieser liegt dann oberhalb des EEG-Anteils im bundesdeutschen Strommix.

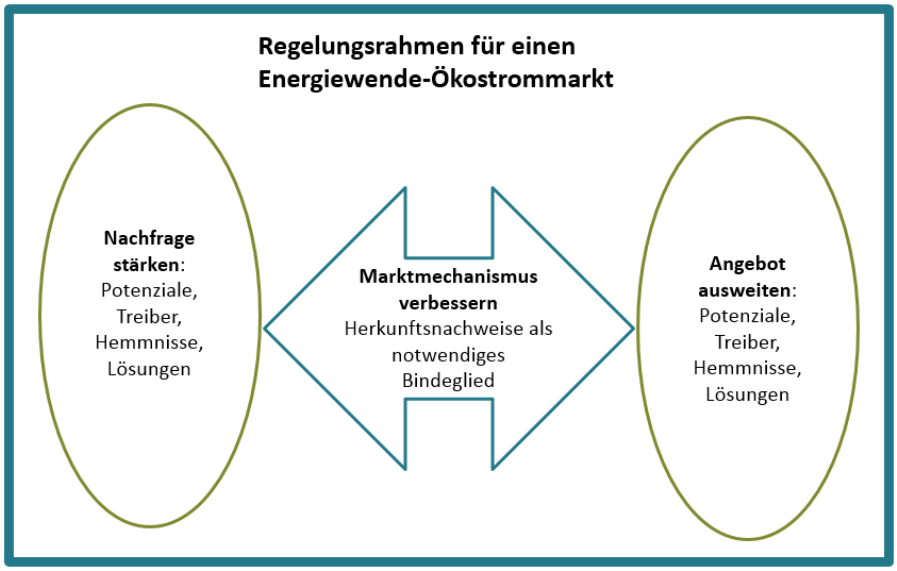
H. Zusammenfassung

Die Energiewirtschaft erlebt seit rund zwei Jahrzehnten tektonische Verschiebungen, deren Dimensionen erst in der Rückschau deutlich werden. Als der Strommarkt Ende der 1990er liberalisiert wurde, war die Stromerzeugung mit Wind-, Solar- und Biomasseanlagen eine Nische, die von den etablierten Energieversorgern nicht ernst genommen wurde – heute lösen die erneuerbaren Energien die Kohle als wichtigsten Energieträger bei der Stromerzeugung ab. Ökostromanbieter wie LichtBlick bedienten damals einen kleinen Nischenmarkt – heute gehört der freiwillige Kauf von Ökostrom durch Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden und dessen Lieferung durch Stromversorger („freiwilliger Ökostrommarkt“) zur Normalität für die allermeisten Energieversorgungsunternehmen.

Das Wachstum der Erneuerbaren Energien in Deutschland und der freiwillige Ökostrommarkt verlaufen bislang jedoch weitgehend in getrennten Welten. Während das Wachstum der erneuerbaren Energieerzeugung ganz maßgeblich auf der gesetzlichen Förderung durch das EEG beruht, kann der in diesen EEG-geförderten Anlagen erzeugte Strom bislang nicht als Grünstrom im freiwilligen Ökostrommarkt an Endkunden geliefert werden. Diese scharfe Trennung zwischen dem EEG und dem freiwilligen Ökostrommarkt (fÖM) gerät von zwei Seiten zunehmend unter Druck: Aus der Politik wird immer häufiger gefordert, dass sich die Erneuerbaren Energien zukünftig stärker über den Markt finanzieren sollen und die Rolle der EEG-Förderung abnehmen soll. Dies geht einher mit einem veränderten Selbstverständnis der Akteure im Ökostrom-Sektor einher: Die Ökostrombranche will stärker als bisher Verantwortung für das Funktionieren des gesamten Energiesystems und dessen weitere Dekarbonisierung übernehmen.

Aus diesen veränderten Ansprüchen folgen Konsequenzen für den Ökostrommarkt: Der Ökostrommarkt ist erwachsen geworden und sollte eine neue, tragende Rolle für den Erfolg der Energiewende übernehmen. Es geht daher darum, diese neue Rolle des Ökostrommarktes zu suchen und die Veränderungen zu beschreiben, die zu ihrer Realisierung angestoßen werden müssen.

Mit verbesserten Rahmenbedingungen kann der fÖM einen deutlich größeren Beitrag zur Energiewende leisten als bisher. Um den Ökostrommarkt zu einem noch dynamischeren Energiewende-Beschleuniger zu entwickeln, bedarf es eines veränderten übergeordneten Regelungsrahmens, neuen Regelungen zur Nachfrageseite, zur Angebotsseite und zur Verbesserung der Funktionsfähigkeit des Marktmechanismus.



B. Ökostrom-Nachfrage als Energiewende-Beschleuniger nutzen

Bislang wurde die kundenseitige Nachfrage als potenzielles Instrument zur Beschleunigung und Finanzierung der Energiewende von der deutschen Energiepolitik nicht beachtet. Solange der Ökostrommarkt noch klein war und die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien weit höher als die vermutete Zahlungsbereitschaft von Stromkunden, hatte diese Sichtweise eine Berechtigung.

Heute hat der Ökostrommarkt jedoch eine erhebliche Größe – und die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien liegen unter dem Niveau der Kosten für den Bau fossiler Kraftwerke. In dieser gegenüber den Anfangsjahren des Ökostrommarktes drastisch veränderten Energiewelt kann die Kundennachfrage nach Ökostrom eine neue Rolle für den weiteren Erfolg der Energiewende übernehmen.

Die kundenseitige Nachfrage ist Treiber des stetigen Wachstums des fÖM. Es gibt erhebliches Potenzial für kontinuierliche weitere Nachfragesteigerungen durch Unternehmen, Privatkunden und öffentliche Hand sowie die Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeversorgung. Durch Anpassungen des teils kontraproduktiven Regelungsrahmens kann das Wachstum der Nachfrage nach Ökostrom in allen Bereichen unterstützt werden:

- In der jüngsten Zeit hat der Abschluss zahlreicher direkter Strombezugsverträge (PPA's) von Unternehmen und Stromversorgern mit Ökostrom-Erzeugern zum Ausbau und zum Weiterbetrieb von EE-Anlagen gezeigt, dass die unternehmerische Nachfrage nach Ökostrom grundsätzlich in der Lage ist, zum Ökostromausbau beizutragen.

- Mit einer konsequenten Ausformulierung der Regeln für die Berichterstattung über die CO_2-Bilanzen von Unternehmen kann die Nachfrage von Unternehmen nach Ökostrom weiter gesteigert werden. So sollte zukünftig vor allem der vom Unternehmen

tatsächlich beschaffte Strom für die CO_2-Bilanz maßgeblich sein und nicht der Strommix des jeweiligen Stromnetzes.

- Auch im Bereich der Strombeschaffung durch die öffentliche Hand gibt es keine stringenten Regeln, mit denen der Bezug von Ökostrom angereizt wird. Klarere und einheitliche Bilanzierungsregeln sollten es Kommunen und öffentlichen Einrichtungen ermöglichen, durch Ökostrom-Bezug ihren CO_2-Fußabdruck zu verringern.

- Ähnliches gilt für Privatkunden, deren Mehrzahlungsbereitschaft für Ökostrom bislang nur unzureichend für die Energiewende genutzt wird. Ökostromkunden sollten für eine Beschleunigung der Energiewende sorgen können - und nicht lediglich für eine Entlastung der EEG-Umlage bei gleichbleibendem Ausbautempo. Mit einigen regulatorischen Korrekturen im EEG kann zukünftig sichergestellt werden, dass der Bezug von Ökostrom auch tatsächlich zu einer Beschleunigung der Energiewende führt.

- Die anstehende Gestaltung der Regeln für die Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme und Mobilität sollte dazu beitragen, dass verstärkt Ökostrom nachgefragt und ausgebaut wird. Hier gilt es, die bestehenden systemischen Widersprüche abzubauen. So wird heute jeder von einem Elektroauto gefahrene Kilometer mit 0 g CO2 bilanziert, und zwar unabhängig davon, ob Ökostrom genutzt wird oder Braunkohlestrom. Auch beim Primärenergiefaktor für strombetriebene Wärmepumpen im Gebäudesektor gibt es noch keine Differenzierung nach der Herkunft des Stroms.

C. Mehr Markt und Effizienz bei der Finanzierung des Ökostrom-Ausbaus

Auf der Angebotsseite sollten verbesserte Rahmenbedingungen dafür sorgen, dass die Erneuerbaren Energien künftig noch stärker durch den Markt und weniger aus der EEG-Umlage finanziert werden und die Integration in den Strommarkt besser gelingt. Um den Übergang von einer überwiegend EEG-gesteuerten Stromwende zu einer stärker von den Stromkunden getriebenen Energiewende zu gestalten, bedarf es eines Instrumentenmixes:

- Durch einen CO_2-Mindestpreis soll sichergestellt werden, dass Kraftwerke auf Basis fossiler Energien ihre bislang externalisierten Kosten selbst tragen. Damit steigt die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien und ihr Förderbedarf verringert sich weiter. Neue EE-Erzeuger können sich damit stärker über Stromerlöse am Markt refinanzieren.

- Daneben wird zunächst eine rechtlich geregelte Förderung weiterhin nötig sein: Bei einem steigenden Anteil von PV und Windkraft erhöht sich die Volatilität der Strompreise und es kommt vermehrt zu Zeiten mit sehr niedrigen Strompreisen, was die Refinanzierung von neuen Onshore-Wind- und PV-Anlagen erschwert. Der verbleibende Förderbedarf sollte jedoch effizienter gedeckt werden. Die aktuelle Förderung durch die EEG-Marktprämie (und zukünftig wohl auch durch Differenzprämien) setzt Fehlanreize, weil keine Anlagenoptimierung im Hinblick auf die erzielbaren Markterlöse angereizt wird. Die Marktprämie sollte daher schrittweise

durch eine investive Förderung abgelöst werden, deren Ziel eine Maximierung der Markterlöse ist und damit den Förderbedarf senkt.

- Eine zusätzliche Ertragsquelle für neue Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbare Energiequellen sollten zukünftig Herkunftsnachweise sein. Die Ausstellung von HKN für neue EEG-geförderte Anlagen ist Voraussetzung dafür, dass deutsche Stromkunden den vor Ort erzeugten Ökostrom als solchen nachfragen können. Bei den aktuellen (gegenüber den Vorjahren deutlich gestiegenen) Preisen für Herkunftsnachweise und bei einer weiteren Reduktion des EEG-Förderbedarfs können Herkunftsnachweise eine relevante Finanzierungsfunktion für den Ausbau der Energiewende einnehmen.

D. Die Funktionalität des Ökostromhandels verbessern

Der Ökostrommarkt hängt vom Vertrauen der Kunden ab. Es bedarf daher eines besonders hohen Maßes an Transparenz und Nachvollziehbarkeit bei der Vermarktung von Ökostrom. Diese Transparenz kann am ehesten über das in den vergangenen Jahren aufgebaute System von Herkunftsnachweisen (HKN) dargestellt werden. Jedoch muss auch dieses System weiter verbessert werden, um den Ökostromhandel zu stärken:

- Der Handel und die Abwicklung von HKN muss in Zukunft maximal automatisiert und effizient organisiert werden, um so Kleinproduzenten und Prosumer in das System zu integrieren.

- Nicht nur Neuanlagen müssen von den Marktakteuren wertgeschätzt werden, sondern auch ehemals geförderte Bestandsanlagen, weil sie sehr günstig EE produzieren und wesentlicher Erfolgsfaktor für die Energiewende sind. Insgesamt bedarf eines einer weiteren Differenzierung der Merkmale von Herkunftsnachweisen.

- Wichtig ist – insbesondere für Privatkunden – auch eine Reform der Stromkennzeichnung. Das derzeitige Kennzeichnungssystem bildet das Beschaffungsverhalten der Anbieter immer weniger ab und konterkariert damit strukturell alle oben dargestellten Potenziale, den freiwilligen Ökostrommarkt für die Beschleunigung der Energiewende zu nutzen.

I. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Regelungsrahmens für einen Ökostrommarkt mit Effekt für die Energiewende 2
Abbildung 2: Entwicklung des Ökostromabsatzes in Deutschland [TWh] 6
Abbildung 3: Entwicklung des europäischen Ökostrommarktes 7
Abbildung4: Anteil von Ökostrom an der Gesamtstromabgabe laut BNetzA 9
Abbildung 5: Handlungsansätze zur Stärkung des Ökostrommarkts 16
Abbildung 6: Wirkungsbeiträge zum marktorientierten Umbau der Erlösströme neuer EE-Erzeugungsanlagen 19
Abbildung 7: Europäisches Ungleichgewicht im HKN-Handel 22
Abbildung 8: Wirkungsweisen höherer CO2-Preise 24
Abbildung 9: Finanzierungskosten Investitionszuschussmodell vs. Marktprämie 32
Abbildung 10: Wirkungsweisen unterschiedlicher Auktionsdesigns 35
Abbildung 11: Unternehmerische Schritte im Ökostrombezug 41
Abbildung 12: Entwicklung von PPAs in Europa 45
Abbildung 13: Sinkende Erzeugungskosten als Hauptursache für PPA-Wachstum 46
Abbildung 14: PPAs als wichtige Stütze für Ü20-Anlagen und für den Netto-Zubau 47
Abbildung 15: Günstige Rahmenbedingungen für Grünstrom-PPAs 48
Abbildung 16: Erwartete Entwicklung des Gesamtstromverbrauchs in TWh 54
Abbildung 17: Anteil unterschiedlicher Wärmebedarfe am Endenergieverbrauch 58

J. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Potenziale des freiwilligen Ökostrommarkts für die Energiewende 11
Tabelle 2: Wirkung CO_2-Preisanstieg auf Börsenstrompreis 26
Tabelle 3: Finanzierungskosten Investitionszuschussmodell vs. Marktprämie 31
Tabelle 4: Wachstum von Ökostromerzeugung und -absatz durch Eigen-/Mieterstrom 39
Tabelle 5: Die duale CO_2-Bilanzierung des Strombezugs 43

K. Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen: *Auswertungstabellen 1990-2017*, https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_30jul2018_ov.pdf.

AG Energiebilanzen: *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*, 02. Februar 2018, https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf.

AG Energiebilanzen: *Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2017*, https://ag-energiebilanzen.de/#20181019_brd_stromerzeugung1990-2017

Agora Energiewende/Hamburg Institut: *Wie kommt Ökostrom zum Verbraucher?*, 2015, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/direktvermarktung-von-gruenstrom/Agora_Oekostrom_zum_Verbraucher_web.pdf.

Agora Energiewende: *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund*, Berlin, April 2017, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf.

Agora Energiewende: *Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr. Optionen für eine aufkommensneutrale CO_2 –Bepreisung*, 2018, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/147_Reformvorschlag_Umlagen-Steuern_WEB.pdf.

Agora Verkehrswende: Towards decarbonizing transport, 2018. https://www.agora-verkehrswende.de/en/publications/towards-decarbonising-transport-2018/

Antoni/Martin/Schäfer-Stradowski: *Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich*, Studie des IKEM in Auftrag des BWE, Februar 2018.

Association of Issuing Bodies (AIB): *Annual Report 2016,* 2017.

Association of Issuing Bodies (AIB): *Annual Report 2017,* 2018.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2017)*, https://www.bdew.de/media/documents/20170710_Foliensatz-Erneuerbare-Energien-EEG_2017.pdf, 2017.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Investitionsrahmen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau*, Diskussionspapier, Berlin, 2018.

BEE Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.: *Historische Trendwende im EEG: Marktprämie bei null Cent*, Pressemitteilung, 12. Oktober 2018, https://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/detailansicht/historische-trendwende-im-eeg-marktpraemie-bei-null-cent/.

BEE Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.: *Stromsteuer durch CO2-Steuer ersetzen - BEE-Vorschläge zur CO2-Bepreisung im Stromsektor, 2017. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE-Vorschlag_zur_CO2-Bepreisung_im_Stromsektor_final.pdf*

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Positionspapier – CO2 - Bepreisung*, Berlin, 31. Januar 2018. https://www.bdew.de/media/documents/20180131_Positionspapier_CO2-Bepreisung.pdf

Becker: *Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne,* 2. Auflage, 2011.

BloombergNEF: *Corporations Already Purchased Record Clean Energy Volumes in 2018, and It's Not an Anomaly*, 10. Oktober 2018, https://about.bnef.com/blog/corporations-already-purchased-record-clean-energy-volumes-2018-not-anomaly/.

Bode/Groscurth: *Die künftigen Kosten der Stromerzeugung*, 2014, https://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_KostenStromerzeugung_042014.pdf.

Brandner et al.: *Creative accounting: A critical perspective on the market-based method for reporting purchased electricity (Scope 2),* Energy Policy 112, 2018.

Bundesministerium für Bildung und Forschung: *Ohne Energie kein Wasser – kein Wasser ohne Energie*, 27.November 2018, https://www.bmbf.de/de/ohne-energie-kein-wasser-ohne-wasser-keine-energie-467.html.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: *Klimaschutzbericht 2017*, Juni 2018, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutzbericht_2017_aktionsprogramm_bf.pdf.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: *Wie klimafreundlich sind Elektroautos?*, 2018, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/.../emob_klimabilanz_2017_bf.pdf.

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): *Förderrichtlinie Elektromobilität,* vom 5. Dezember 2017.

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): *Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland*, vom 5. Februar 2017 mit Änderung vom 28. Juni 2017.

Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2017*, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf;jsessionid=9BA53AB9C8A6975074346F296E81C202?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2018*, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Bundesnetzagentur: *PV-Mieterstrom Meldedaten Juli 2017 – August 2018*, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.

C40: *Around the world, C40 cities are taking bold climate action, leading the way towards a healthier and more sustainable future*, 2018, https://www.c40.org/.

CDP: *Cities are vital in the transition to a sustainable economy. CDP helps cities disclose their environmental activities, understand their impact and take action*, 2018, https://www.cdp.net/en/cities.

CEER: *CEER Advice on customer information on sources of electricity*, Council of European Energy Regulators, 4. März 2015, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/CUSTOMERS/Green%20 Electricity/CD/C14-CEM-70-08_CustomerInfoSources%20of%20Electricity_Advice_March%202015.pdf

Covenant of mayors: *How to prepare for floods, heatwaves and other climate change impacts: Get inspired by Covenant cities and regions*, 2018, https://www.covenantofmayors.eu/en/.

Deutsche Bahn: *DB steigert Ökostrom bis 2030 auf 80 Prozent*, Pressemitteilung, 20. November 2018, https://www.deutschebahn.com/de/presse/suche_Medienpakete/medienpaket_klimaschutzziel-1201550.

Deutsches Biomasseforschungszentrum [DBFZ]: *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*, https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf, 2017.

Edenhofer/ Schmidt: *Eckpunkte einer CO2-Preisreform: Gemeinsamer Vorschlag von Ottmar Edenhofer (PIK/MCC) und Christoph M. Schmidt (RWI)*, RWI Positionen, No. 72, ISBN 978-3-86788-633-8, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, 2018. https://www.econstor.eu/bitstream/10419/188884/1/104199849X.pdf

EnBW AG: *Globale Unternehmen fordern einen CO2-Mindestpreis*, 27. November 2018, https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_199936.html

Energie & Management Daily: *Bevölkerungsanteil mit Ökostrom-Bezug in Deutschland*, Energiemarkt Medien GmbH, Herrsching, Newsletter vom 7. Februar 2019.

Energie & Management, Köpke: Daten aus den Branchenbefragungen, Energiemarkt Medien GmbH, Herrsching, 2006-2008.

Energy Brainpool: *Wirkungsweise einer CO_2-Steuer im Strommarkt*, Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V., 2017, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20171130_BEE_Studie_CO2-Steuer_Energy_Brainpool.pdf.

Energy Brainpool: *Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien,* Berlin, 2018.

enervis energy advisors GmbH, Ecke et al.: *Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten,* 2017.

Europäische-Kommission, *Leitlinien für die Berichterstattung über nichtfinanzielle Informationen* (2017/C 215/01) ABl. C 215/1 vom 5. Juli 2017.

EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH: *5 Vorschläge zur Verbesserung des Mieterstromgesetzes,* https://www.euwid-energie.de/5-vorschlaege-zur-verbesserung-des-mieterstromgesetzes/.

EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH: *Mieterstrom – Hemmnisse, Potenziale und Ausblick*, 2018, https://www.euwid-energie.de/mieterstrom-hemmnisse-potenziale-und-ausblick/.

Energy Brainpool: *Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien*, Whitepaper, 2018.

Energy Brainpool: *Wirkungsweise einer CO_2-Steuer im Strommarkt*, Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V., 2017, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20171130_BEE_Studie_CO2-Steuer_Energy_Brainpool.pdf.

Enervis: Status Quo: Market Parity of PV and Onshore Wind in Europe, 2019.

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Hecking, Kruse und Obermüller: *Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO_2 – Auswirkungen auf Emissionen, Kosten und Renten*, Köln, 2017, https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/01/Analyse-eines-EUweiten-Mindestpreises-f%C3%BCr-CO2.pdf.

Fachagentur Windenergie an Land [FA Wind]: *Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2017*, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2017.pdf, 2018.

Fachagentur Windenergie: *Was tun nach 20 Jahren? - Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende*, 2018, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf.

Forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH: *Erwartungen der Verbraucher an Ökostrom und Konsequenzen für Ökostrom-Labelkriterien*, beauftragt von Verbraucherzentrale Bundesverband e.V., 2011.

Fraunhofer-Institut für Solar Energiesysteme [ISE]: *Photovoltaics Report*, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf, 2018.

Frondel: *Deutschlands Klimapolitik: Höchste Zeit für einen Strategiewechsel*, RWI Materialien, No. 117, ISBN 978-3-86788-809-7, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, 2017.

FTI Consulting LLP: *Klimatische und sozioökonomische Untersuchung eines Mindestpreises für CO2 im Energiesektor in mehreren Mitgliedstaaten*, 27. November 2018, https://www.enbw.com/media/presse/docs/dokumente-zu-pressemitteilungen/2018/20181127_fti-cl-energy-cpf-executive-summary_de.pdf.

Gephart: *How to ensure that corporate buying of renewable energy really makes a difference,* energypost, 19. Dezember 2017, energypost.eu/how-to-ensure-that-corporate-buying-of-renewable-energy-really-makes-a-difference-it-doesnt-always-do-so-now/.

Greenhouse Gas Protocol: *GHG Protocol Scope 2 Guidance - An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*, 2015.

Greenpeace Energy: *Jeder dritte Stromkunde erwägt Wechsel zu Ökostrom wegen Auseinandersetzung um Hambacher Wald*, 2018, https://www.greenpeace-

energy.de/presse/artikel/jeder-dritte-stromkunde-erwaegt-wechsel-zu-oekostrom-wegen-auseinandersetzung-um-hambacher-wald.html.

Gunst: http://energyorigins.net/system-updates/ Abruf am 22. November 2018

Häseler: *Procuring Flexibility to Support Germany's Renewables: Policy Options*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 38(3), 151-162, 2014.
Hilpert: *Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien*, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 12. Dezember 2018.

HSH Nordbank: *Corporate PPA - Grüner Strom für Unternehmen*, Hamburg/Kiel, 2018, https://www.hsh-nordbank.de/de/presse/publikationen/branchenstudie-ppa/.

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH: Ökostromdatenbank, eigene Recherche, 2017.

IFEU et al.: *Umweltnutzen von Ökostrom - Vorschlag zur Berücksichtigung in Klimaschutzkonzepten*, Diskussionspapier, 2008.

Jahn/Ecke, Die Grundversorgung mit Gas und Strom in Deutschland - Potenziale zur Verbraucherentlastung und Handlungsoptionen, 2019. http://library.fes.de/pdf-files/wiso/15021.pdf

Jansen: *Does the EU renewable Energy sector still need a guarantees of origin market?*, CEPS 2017, https://www.ceps.eu/system/files/CEPS%20Policy%20Insights%202017-25%20Guarantees%20of%20Origin%20J%20Jansen.pdf.

Maaß, in Greb/Böwe (Hrsg.): *EEG Kommentar*, 2018, § 79a.

Maaß/Sandrock/Fuß: *Strategische Optionen zur Dekarbonisierung und effizienteren Nutzung der Prozesswärme und –kälte*, 2018, https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/180405-BEE-Prozesswrme_fin.pdf.

Maaß et al.: *Theoretische Fundierung der regionalen Grünstromvermarktung in Deutschland*, S. 14, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2017.

Mattes, Wittenberg: *Nur wenige wechseln den Stromanbieter: Sechs Fragen an Anselm Mattes*, DIW-Wochenbericht 7/2012.

Matthes et al.: *Dem Ziel Verpflichtet – CO_2-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland*, Studie im Auftrag von WWF Deutschland, 2018a.

Matthes et al.: *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung)*, Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende, 2014.

May/Neuhoff/Richstein: *Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy*, DIW Wochenbericht Nr. 28/2018.

Messagie: *Life Cycle Analysis of the Climate Impact of Electric Vehicles,* 2018, https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/TE%20-%20draft%20report%20v04.pdf.

Nadel: *Learning from 19 Carbon Taxes: What Does the Evidence Show?,* ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, 2016, https://aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/9_49.pdf.

Netztransparenz: EEG Jahresabrechnungen 2017, https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen.

Niehues: *An Agency Perspective on Voluntary CO_2 Disclosure*, Baden-Baden, 2018.

Neuhoff/May/Richstein: *Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell*, DIW Wochenbericht Nr. 42/2017.

Okereke: *An Exploration of Motivations, Drivers and Barriers to Carbon Management*, European Management Journal Vol. 25, No. 6, S. 475, 2007.

Prognos: *Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*, Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, 2016.

Prognos/Boos Hummel/Wegerich: *Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Potenziale, Organisationsformen und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)*, 2017, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Quaschning: *Sektorkopplung durch die Energiewende*, 2016, http://www.erneuerbare-energien-und-klimaschutz.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf.

RE100: *The world's most influential companies, committed to 100% renewable power*, 18.Oktober 2018, http://there100.org/.

Reichmuth et al.: *Marktanalyse Ökostrom*, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2014.

RECS international: *Renewables Good Practice (ReGP) Guidance Document*, 2018.

RECS international: *Development of the guarantees of origin market 2009 – 2017*, S. 9, 2018, http://www.recs.org/news/report--development-of-the-guarantees-of-origin-market.

Schlacke/Kröger*: Eine verfassungsrechtliche Bewertung der Kennzeichnung von marktprämiengefördertem Strom als Grünstrom*, NVwZ 2012, S. 919.

Schudak/Wallbott: *Verbrauchersicht auf Ökostrom – Ergebnisse einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsvorhabens „Marktanalyse Ökostrom und Herkunftsnachweise*, imug Beratungsgesellschaft mbH, im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2018.

Stäsche: *Landesklimaschutzgesetze - Erfahrungen und Entwicklungsperspektiven unter Berücksichtigung der aktuellen bundespolitischen Lage*, ZUR 2018, S. 131.

Timpe et al.: *Handlungsbedarf und -optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität*, Freiburg, Berlin, 2017.

Umweltbundesamt: *Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern*, 2017, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_datentabelle-zur-abb_bruttostromerzeugung-et_2018-02-14_0.pdf.

Umweltbundesamt: *Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren*, September 2017, https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch.

Umweltbundesamt: *Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2016*, Februar 2017, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/erneuerbare_energien_in_deutschland_daten_zur_entwicklung_im_jahr_2016.pdf.

Umweltbundesamt: *Fünfte Fachtagung des Herkunftsnachweisregisters (HKNR) – Tagungsband der Veranstaltung im April*, 2018, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/tagungsband_und_vortraege_fuenfte_fachtagung_hknr_0.pdf.

Umweltbundesamt: *Beschaffung von Ökostrom - Arbeitshilfe für eine europaweite Ausschreibung der Lieferung von Ökostrom im offenen Verfahren*, Dessau-Roßlau, 2017.

Umweltbundesamt: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2017*, Climate Change 11/2018.

Umweltbundesamt: Hermann et al.: *Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung*, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Endbericht, 2017.

van Evercooren: *It's not easy beeing green (at least it's not cheap anymore*), 2018, https://www.linkedin.com/pulse/its-easy-being-green-least-cheap-anymore-dirk-van-evercooren/.

VZBV Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.: *Energiewende: vzbv fordert Entlastung für Verbraucher*, 15.10.2013. https://www.vzbv.de/pressemitteilung/energiewende-vzbv-fordert-entlastung-fuer-verbraucher

Werner/Maaß/Häseler: *Weiterentwicklung des freiwilligen Ökostrommarktes - Endbericht-*, im Auftrag des EnergieVision e.V., 2013.

Wietschel et al., Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI: *Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen*, 2018, https://www.econstor.eu/bitstream/10419/175374/1/1014398142.pdf.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags: *Primärenergiefaktoren – Sachstand*, 2017, https://www.bundestag.de/blob/487664/1a1c2135f782ff50b84eb3e7e0c85ef3/wd-5-103-16-pdf-data.pdf.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Die CO2-Abgabe in der Schweiz, Frankreich und Großbritannien - mögliche Modelle einer CO2-Abgabe für Deutschland, 2018, https://www.bundestag.de/blob/559622/266b55977294ca9f45956c5d398173be/wd-8-027-18-pdf-data.pdf.

WRI: *GHG Protocol Scope 2 Guidance - An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*, 2015, https://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/Scope_2_Guidance_Final.pdf.

WRI: *Greenhouse Gas Protocol*, 30. Oktober 2018, www.greenhousegasprotocol.org.

WRI: *The Greenhouse Gas Protocol - A Corporate Accounting and Reporting Standard Revised Edition*, USA, 2004.

YouGov: *Energiemarkt, Stromanbieter nutzen Rückgewinnungspotenzial nicht ausreichend*, Pressemitteilung, 19. November 2018, https://yougov.de/news/2018/11/19/energiemarkt-stromanbieter-nutzen-ruckgewinnungspo/.

KONTAKT

Christian Maaß
Robert Werner

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Paul-Nevermann-Platz 5
22765 Hamburg

Tel.: +49 (40) 39 106 989-0
info@hamburg-institut.com
www.hamburg-institut.com