

## Klimaschutz



**Bericht** von Karsten Neuhoff, Nils May und Jörn Richstein

Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell 929

**Interview** mit Karsten Neuhoff

»Es wird immer wichtiger, dass der Strom dann produziert wird, wenn er benötigt wird« 939

**Bericht** von Jakob Medick, Isabel Teichmann und Claudia Kemfert

Klimaschutz durch Biokohle: Potentiale und Kosten für den Großraum Berlin 940

**Am aktuellen Rand** Kommentar von C. Katharina Spieß

Betreuung in Kindertageseinrichtungen: Ein Bundesqualitätsgesetz muss her! 950





DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e. V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
84. Jahrgang  
18. Oktober 2017

#### Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Prof. Dr. Lukas Menkhoff  
Prof. Johanna Mollerstrom, Ph.D.  
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner

#### Chefredaktion

Dr. Gritje Hartmann  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Dr. Franziska Bremus  
Claudia Cohnen-Beck  
Prof. Dr. Christian Dreger  
Dr. Daniel Kempfner  
Sebastian Kollmann  
Markus Reiniger  
Mathilde Richter  
Dr. Alexander Zerrahn

#### Lektorat

Dr. Christian von Hirschhausen  
Dr. Jörn Richstein

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74  
77649 Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. (01806) 14 00 50 25  
20 Cent pro Anruf  
ISSN 0012-1304  
ISSN 1860-8787 (Online)

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

Satz-Rechen-Zentrum, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –  
auch auszugsweise – nur mit Quellen-  
angabe und unter Zusendung eines  
Belegexemplars an die Serviceabteilung  
Kommunikation des DIW Berlin  
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Der DIW Wochenbericht wirft einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Er richtet sich an die Medien sowie an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

**Standard-Abo:** 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand).

**Studenten-Abo:** 49,90 Euro.

**Probe-Abo:** 14,90 Euro für sechs Hefte.

Bestellungen richten Sie bitte an [leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de) oder den DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg; Tel. (01806) 14 00 50 25, 20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz, 60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz. Abbestellungen von Abonnements spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

### NEWSLETTER DES DIW BERLIN



Der DIW Newsletter liefert Ihnen wöchentlich auf Ihre Interessen zugeschnittene Informationen zu Forschungsergebnissen, Publikationen, Nachrichten und Veranstaltungen des Instituts. Wählen Sie bei der Anmeldung die Themen und Formate aus, die Sie interessieren. Ihre Auswahl können Sie jederzeit ändern, oder den Newsletter abbestellen. Nutzen Sie hierfür bitte den entsprechenden Link am Ende des Newsletters.

>> Hier Newsletter des DIW Berlin abonnieren: [www.diw.de/newsletter](http://www.diw.de/newsletter)

### RÜCKBLIQUE: IM WOCHENBERICHT VOR 40 JAHREN

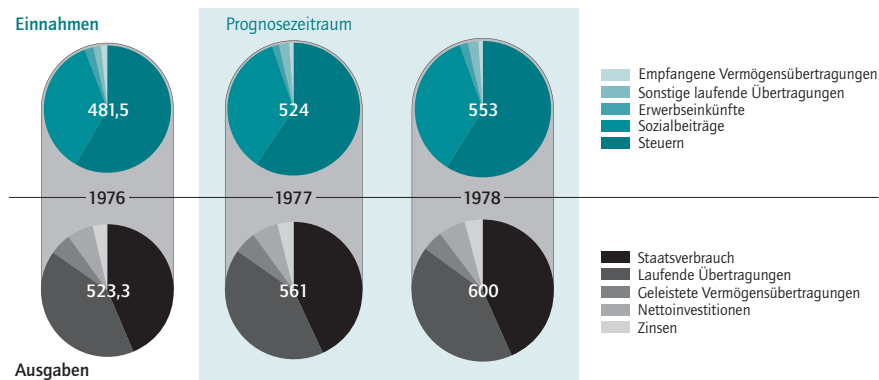
## Die wirtschaftliche Lage in der Bundesrepublik Deutschland

Die Stagnation der Produktion in den Sommermonaten und die eher rückläufige Nachfrage werfen die Frage auf, ob die zwei Jahre dauernde konjunkturelle Erholung in der Bundesrepublik Deutschland von einem länger anhaltenden Abschwung abgelöst worden ist. Dies kann mit einer gewissen Sicherheit ausgeschlossen werden. Für diese Einschätzung spricht, dass in der Bundesrepublik bereits gegensteuernde Maßnahmen der Finanz- und Geldpolitik eingeleitet wurden.

#### Abbildung

#### Einnahmen und Ausgaben des Staates, 1976–78

In Milliarden DM



Quelle: Gemeinschaftsdiagnose Herbst 1977.

© Gemeinschaftsdiagnose Herbst 1977 (VGR-Tabelle)/DIW Berlin 2017 (Abbildung)

aus dem Wochenbericht Nr. 42+43 vom 26. Oktober 1977



# Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell

Von Karsten Neuhoﬀ, Nils May und Jörn Richstein

Durch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien an der Stromproduktion wird die kostengünstige Systemintegration der Anlagen immer wichtiger. Als systemfreundlich werden dabei Technologien und Standorte bezeichnet, die günstiger und einfacher zu integrieren sind, weil sie, im Gegensatz zu anderen Anlagen, zu Zeiten produzieren, in denen der Strom besonders wertvoll ist. Dieser Bericht zeigt, dass ProjektentwicklerInnen im Bereich erneuerbare Energien in Deutschland bisher nur schwache Anreize haben, in systemfreundliche Anlagen zu investieren. Basierend auf fünf Kriterien für die Weiterentwicklung von Förderinstrumenten wird ein Marktwertmodell abgeleitet, welches ausreichende Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagen schafft und zugleich zusätzliche Finanzierungsrisiken für ProjektentwicklerInnen vermeidet. Durch ein solches Modell, basierend auf einem Marktwertfaktor, können die Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien und somit auch für Umlagen im Stromsystem und für die Energiewende insgesamt, langfristig niedrig gehalten werden.

Deutschland will den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von aktuell knapp einem Drittel – 19 Prozent Windkraft und Solarenergie sowie zwölf Prozent andere erneuerbare Energien<sup>1</sup> – auf 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035, und bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigern.<sup>2</sup> Da der Zuwachs hauptsächlich von Windkraft- und Solaranlagen kommen wird, wird es zunehmend wichtig, dass sich diese Anlagen gut in den Strommarkt integrieren. Das gelingt umso besser, je systemfreundlicher sie sind. Systemfreundlich sind Anlagen, die dann vermehrt Strom erzeugen, wenn er besonders wertvoll ist. Dies kann beispielsweise durch Anlagen erreicht werden, deren Stromerzeugung gleichmäßiger ist als die anderer Anlagen – obwohl sie vielleicht insgesamt weniger produzieren. Windkraftanlagen können zum Beispiel so ausgelegt werden, dass ein größerer Teil der Produktion zu windschwächeren Zeiten erfolgt.

Hier ergeben sich zwei Herausforderungen. Erstens bildet der Strommarkt noch nicht alle Vorteile von systemfreundlichen Anlagen ab, zum Beispiel wegen zu geringer CO<sub>2</sub>-Preise. Zweitens werden heute gebaute Anlagen rund 30 Jahre betrieben.<sup>3</sup> ProjektentwicklerInnen<sup>4</sup>

**1** AG Energiebilanzen (2017): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990–2016 (online verfügbar, abgerufen am 5. Oktober 2017. Dies gilt sofern nicht anders vermerkt auch für alle andere Online-Quellen in diesem Bericht).

**2** Deutscher Bundestag (2016): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz-EEG 2016) (online verfügbar) sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050 (online verfügbar).

**3** Analysen der frühen Wind- und Solaranlagen zeigen, dass in vielen Fällen Betriebszeiten weit über die ursprünglich geplanten 20 Jahren möglich sind (Juan Lopez-Garcia, Alberto Pozza, Tony Sample (2015): Analysis of crystalline silicon PV modules after 30 years of outdoor exposure. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference; Ann-Kathrin Wallasch, Silke Lüers, Knud Rehfeldt (2016): Weiterbetrieb von Windanlagen nach 2020, Studie der Deutsche WindGuard GmbH). Erste Photovoltaik-Hersteller vergeben bereits Produktgarantien für 30 Jahre und Windturbinenhersteller legen Anlagen für 30 Jahre Betriebszeit aus. Bei Anlagen, die in den nächsten Jahren gebaut werden, werden deswegen Betriebszeiten für Windturbinen von bis zu 30 Jahre und von Solaranlagen von über 30 Jahren erwartet.

**4** Dieser Bericht nutzt den Begriff ProjektentwicklerInnen auch stellvertretend für BetreiberInnen.



berücksichtigen solche langfristigen Perspektiven jedoch wegen hoher Diskontierungsraten, die auf ungewisse Erlöse angewendet werden, nicht angemessen.

Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien können auch für Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagen genutzt werden. Durch eine Weiterentwicklung des gegenwärtigen Förderregimes hin zu einem *Marktwertmodell* kann auch die längerfristige Systemfreundlichkeit von Anlagen bei Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden.

Dabei wird hier nicht diskutiert, ob das Gesamtniveau der Vergütung sich aus einer Ausschreibung ergibt oder regulatorisch vorgegeben wird.<sup>5</sup> In beiden Fällen ist es möglich, mit einem Marktwertmodell ProjektentwicklerInnen Anreize für systemfreundliche Anlagen zu geben. Bei Ausschreibungen werden dazu zum Beispiel die Gebote entsprechend des erwarteten Marktwerts der Anlagen mit einem *Marktwertfaktor* angepasst.<sup>6</sup>

### Langfristige Perspektive wichtig für Transformation des Stromsystems

Öffentliche Investitionen, zum Beispiel in Bildung oder die Verkehrsinfrastruktur, werden mit niedrigen Diskontierungsraten<sup>7</sup> bewertet. Beispielsweise werden bei der volkswirtschaftlichen Bewertung von Verkehrsinfrastrukturinvestitionen die erwarteten zukünftigen Nutzen mit einer auf 1,7 Prozent festgesetzten sozialen Diskontierungsrate verzinst.<sup>8</sup> Bei erneuerbaren Energien wird ein Großteil der Vorteile systemfreundlicher Anlagen, die jetzt gebaut werden, erst bei größerem Anteil von erneuerbaren Energien im Gesamtsystem eintreten. Mit einer geringen Diskontierungsrate von 1,7 Prozent würden diese Vorteile in den Betriebsjahren elf bis 30 einer Anlage mit 61 Prozent Gewichtung die Gesamtbewertung dominieren.

ProjektentwicklerInnen sind aber Unsicherheiten über die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien und damit für den privatwirtschaftlichen Vorteil systemfreundlicher Anlagen ausgesetzt. Es ist unsicher, ob die

Vorteile systemfreundlicher Anlagen im Marktdesign abgebildet werden und in der Zukunft zu Mehrerlösen führen – und das, obwohl solche Anlagen mit höheren Investitionskosten pro Megawattstunde als herkömmliche Anlagen verbunden sind. Deswegen ist davon auszugehen, dass GeldgeberInnen bei der Bewertung von Investitionsprojekten deutlich höhere Renditeerwartungen, in der Größenordnung von zehn Prozent, unterstellen.<sup>9</sup> Bei einer solchen Diskontierungsrate würden die Erlöse in den Jahren elf bis 30 nur mit 35 Prozent in die Investitionsentscheidung für systemfreundliche Anlagen einfließen. Aus öffentlicher Perspektive wäre es wünschenswert, dass die langfristigen Vorteile systemfreundlicher Anlagen angemessen gewichtet werden. Eine Weiterentwicklung der Förderinstrumente für erneuerbare Energien kann dazu genutzt werden.

### Förderung nutzen, damit Investoren langfristigen Marktwert berücksichtigen

Sinkende Technologiekosten bei erneuerbaren Energien bedeuten, dass Förderinstrumente immer weniger den Ausgleich eventueller Mehrkosten als Aufgabe haben.<sup>10</sup> Dafür steigt ihre Bedeutung bei der Vermeidung von regulatorischen Risiken und Absicherung von Marktrisiken. So können Finanzierungskosten gering gehalten und andernfalls zu erwartende Kostensteigerungen vermieden werden.<sup>11</sup> Weiterhin können mit Fördermechanismen negative Umweltexternalitäten, zum Beispiel Emissionen, die durch Strom aus erneuerbaren Quellen vermieden werden, internalisiert werden. Solange die negativen Klimaauswirkungen von Strom aus Kohle- und Gaskraftwerken im europäischen Emissionshandel nur unzureichend abgebildet werden, spielt dieser Aspekt eine Rolle.<sup>12</sup> Deswegen kann davon ausgegangen werden, dass Förderinstrumente auch weiterhin zum Einsatz kommen.

Aktuell werden neue Windkraft- und Solaranlagen ab 750 Kilowatt mit einer gleitenden Marktprämie gefördert. Die Prämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem gewichteten Durchschnitt der stündlichen Strom-

<sup>5</sup> Das Marktwertmodell ist sowohl für Windparks und größere Solaranlagen, deren Realisierung seit dem Jahr 2017 beziehungsweise 2015 Ausschreibungen unterliegt, als auch für kleine Anlagen mit einer festen Einspeisevergütung anwendbar.

<sup>6</sup> Die Autoren danken Thorsten Beckers, Robert Brandt, Robert Brückmann, Albert Hoffrichter, Ralf Ott und Bernhard Strohmayer für hilfreiche Kommentare und Diskussionen und finanzielle Unterstützung durch eine Zuwendung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter 03MAP316 (SEEE).

<sup>7</sup> Diskontierungsraten geben an, wie stark man heutige Erlöse zukünftigen Erlösen vorzieht. Niedrigere Raten geben der Zukunft ein stärkeres Gewicht.

<sup>8</sup> Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2016): Bundesverkehrswegeplan 2030, Entwurf März 2016 (online verfügbar).

<sup>9</sup> Die Förderinstrumente sichern derzeit viele regulatorischen Unsicherheiten ab und erlauben damit die umfassende Nutzung von Fremdkapital (Darlehen, Bonds). Das führt zu geringen Finanzierungskosten von nicht systemfreundlichen Anlagen. Da die zusätzlichen Erlöse von systemfreundlichen Anlagen unsicher sind, müssen die zusätzlichen Investitionskosten mit Eigenkapital hinterlegt werden und entsprechend hohe Renditeerwartungen erfüllen.

<sup>10</sup> Solche Mehrkosten bestanden historisch vor allem aufgrund von Technologiekosten der erneuerbaren Energien einerseits und der unzureichenden Bepreisung klimaschädlicher Emissionen von konventionellen Kraftwerken andererseits.

<sup>11</sup> Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoﬀ (2017): Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente. DIW Wochenbericht Nr. 39 (online verfügbar).

<sup>12</sup> Für Details, siehe beispielsweise Paul Lehmann und Erik Gawel (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme? Energy Policy 52, 597–607.



preise des jeweiligen Monats und einem in Auktionen wettbewerblich ermittelten Referenzpreis.<sup>13</sup> So werden Unsicherheiten über die längerfristige Entwicklung des Strompreisniveaus abgesichert und Finanzierungskosten reduziert.

## Kriterien für die Weiterentwicklung der Förderinstrumente

Die Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie muss einer Reihe von Aspekten gerecht werden.

So muss sie den *Marktwert des Stroms abbilden* auch unter Einbeziehung von Systemaspekten, die eventuell noch nicht im Strompreis abgebildet sind, wie zum Beispiel nicht ausreichend bepreiste CO<sub>2</sub>-Externalitäten oder Redispatch-Kosten.<sup>14</sup>

Ferner muss der Förderrahmen die *zukünftige Entwicklung des Marktwerts berücksichtigen*; *positive Externalitäten abbilden*, zum Beispiel Innovation oder Lerneffekte in den Wertschöpfungsketten; *Finanzierungskosten gering halten*, beispielsweise durch die Reduktion regulatorischer Risiken oder Möglichkeiten zur Absicherung von Marktrisiken, die wegen institutioneller Rahmenbedingungen nicht bilateral langfristig abgesichert werden.

Und schließlich müssen Förderinstrumente *Mitnahmeeffekte vermeiden*.

Diese Kriterien müssen hinsichtlich der vier Komponenten, die eine systemfreundliche Anlage ausmachen – die Ausgestaltung, die Standortwahl, die Technologiewahl und der Betrieb – erfüllt werden.

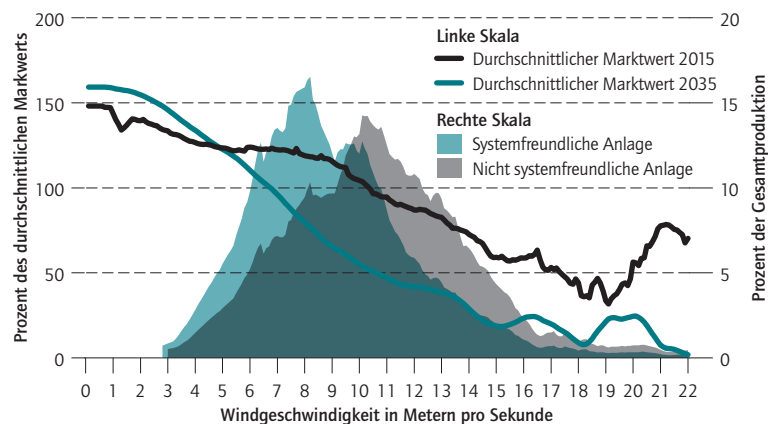
## Anreize für eine systemfreundliche Ausgestaltung der Anlagen

Marktfreundlich ausgelegte Anlagen sind leichter in das Energiesystem zu integrieren. Ein Beispiel sind Windkraftanlagen, die einen größeren Anteil ihrer Produktion in windarmen Stunden haben als herkömmliche Anlagen. Drei technische Parameter entscheiden, wie systemfreundlich produziert wird: Die Rotorblattlänge, die Nabenhöhe und die Nennleistung des Generators. Mit längeren Rotorblättern ist die Anlage mehr Windenergie ausgesetzt und kann somit zu mehr Stunden Strom produzieren. Bei höheren Nabenhöhen liegen die Windgeschwindigkeiten höher, was denselben Effekt hat. Und mit einer niedrigeren Nennleistung des Generators steigen die Volllaststunden, und sinken außerdem die Kos-

Abbildung 1

### Anteil der Produktion zweier beispielhafter Windkraftanlagen nach Windgeschwindigkeiten und durchschnittlicher Marktwert 2030 in zwei Intervallen

In Prozent des durchschnittlichen Marktwerts, Prozent der Gesamtproduktion



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Nils May (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices. *Energy Economics* 65, S. 343–354.

© DIW Berlin 2017

Systemfreundliche Windkraftanlagen produzieren eher in windschwachen Zeiten, in denen der Stromwert insbesondere langfristig höher liegt als in windreichen Zeiten.

ten, welches zur Erhöhung der anderen beiden Schrauben genutzt werden kann (Abbildung 1).<sup>15</sup>

Ein weiteres Beispiel für eine systemfreundliche Auslegung sind Solaranlagen, die nach Osten oder Westen aufgestellt sind, und somit auch noch früher am Morgen und später am Nachmittag Strom produzieren, wenn er tendenziell eher benötigt wird. Allerdings produzieren diese Photovoltaikanlagen insgesamt weniger Strom als nach Süden ausgerichtete (Abbildung 2).<sup>16</sup> Ein vergleichbarer Effekt tritt bei bifacialen Solaranlagen,<sup>17</sup> sowie bei größeren Modulflächen im Verhältnis zur Wechselrichterleistung auf.

## Gegenwärtiges Förderregime erfüllt Kriterien für systemfreundliche Anlagen nicht

*Marktwert des Stroms berücksichtigen:* Bei der gleitenden Marktprämie hängt die Anreizwirkung insbesondere von

<sup>13</sup> Vgl. Deutscher Bundestag (2016): a. a. O.

<sup>14</sup> Redispatch-Kosten fallen an, wenn Netzengpässe dazu führen, dass Netzbetreiber bestimmte Kraftwerke abschalten lassen müssen, dafür aber andere Kraftwerke kostenpflichtig einspringen müssen.

<sup>15</sup> Fraunhofer IWES (2013): Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende (online verfügbar).

<sup>16</sup> Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2014): Effekte regional verteilter sowie Ost-/Westausgerichteter Solarstromanlagen (online verfügbar).

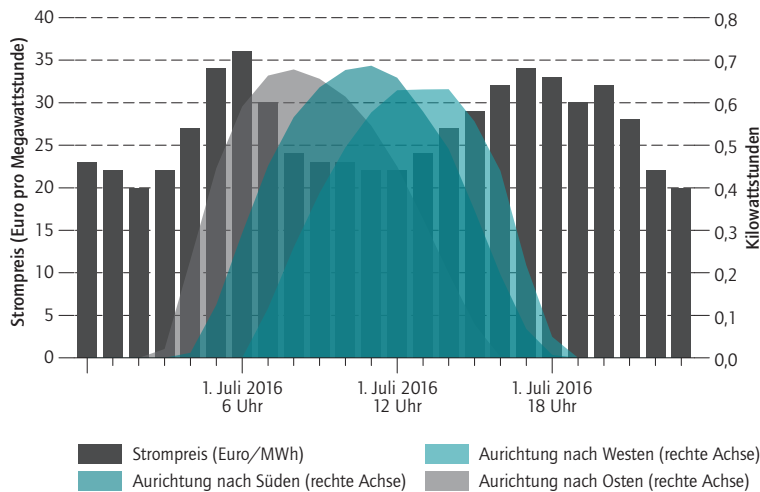
<sup>17</sup> Bifaciale Anlagen können Strahlung von beiden Seiten in Elektrizität umwandeln, und so sowohl Ost- und Westeinstrahlung umwandeln. Siehe auch Photon, Ausgabe 06/2017.



Abbildung 2

### Beispielhafter Anteil der Produktion einer PV-Anlage am 1. Juli 2016 und normalisierte Strompreise

Strompreis in Euro pro Megawattstunde (linke Achse),  
Kilowattstunden (rechte Achse)



Eigene Berechnung basierend auf Daten von 2016 von renewables.ninja (online verfügbar) und Open Power System Data, 2017, Data Package Time Series, Version 2017-07-09 (online verfügbar).

© DIW Berlin 2017

Nach Osten und Westen ausgerichtete Solaranlagen können früher morgens oder später am Abend systemfreundlicher produzieren.

der Referenzperiode ab, das heißt, ob die Ermittlung des Basiswerts der Prämie stündlich, monatlich oder jährlich erfolgt. Die Prämie berechnet sich basierend auf dem durchschnittlichen Wert der Produktion aller anderen Anlagen innerhalb dieser Perioden. Mit einer jährlichen Festlegung der Prämie, wie in den Niederlanden,<sup>18</sup> werden alle Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen erhalten, die sich aus dem Profil des Strompreises innerhalb eines Jahres ergeben. Wenn eine Anlage aber von diesem jährlichen durchschnittlichen Produktionsprofil abweicht und eher zu Zeiten höherer Marktpreise läuft, so profitieren ProjektentwicklerInnen durch die entsprechend höheren Erlöse. Mit einer monatlichen Festlegung der Prämie, wie in Deutschland, gehen Anreize für eine Ausgestaltung der Anlage zur Maximierung der Produktion in Monaten mit höherem Strompreis verloren. Anreize verbleiben für die systemfreundliche Ausgestaltung von Anlagen entsprechend des Strompreisprofils innerhalb eines Monats. Bei einer stündlichen Festlegung der Prämie, wie im Vereinigten

<sup>18</sup> Dutch Ministry of Economic Affairs (2015): Besluit stimulerend duurzame energieproductie (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

Königreich,<sup>19</sup> verbleiben keine Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen. In allen Fällen können Anreize für systemfreundliche Anlagen nur dann entstehen, wenn diese Vorteile auch im Strommarktdesign abgebildet sind – zum Beispiel als regional differenzierte Strompreise.

Damit die zukünftige Entwicklung des Marktwerts zu systemfreundlichen Entscheidungen beitragen kann, müssen zunächst die zuvor aufgeführten Kriterien an das Design der Prämie und des Strommarktes erfüllt sein. Allerdings wäre selbst bei einem effizienten Strompreissignal davon auszugehen, dass ProjektentwicklerInnen wegen der starken Abzinsung unsicherer zukünftiger Erlöse diese Entwicklungen nur schwach in ihre Investitionen einfließen lassen.

Finanzierungskosten gering zu halten gelingt durch die gegenseitige Absicherung der Strompreissrisiken für Anlagen und EndkundInnen am besten mit einer stündlich festgelegten Marktprämie wie im Vereinigten Königreich. Bei einer Verlängerung der Referenzperioden auf einen Monat oder gar ein Jahr entstehen Risiken für ProjektentwicklerInnen; EndkundInnen werden zu einem geringeren Maße abgesichert und die Finanzierungskosten steigen.<sup>20</sup>

### Marktwertmodell gibt Anreize für systemfreundliche Ausgestaltung

Das Marktwertmodell baut auf den Vorteilen einer gleitenden Marktprämie auf – und minimiert Finanzierungskosten durch eine stündliche Referenzperiode.<sup>21</sup> Umfassende Anreize für eine systemfreundliche Auslegung einer Anlage entstehen durch einen Marktwertfaktor, der die Systemfreundlichkeit einer Anlage standort- und technologiespezifisch abbildet (siehe Kasten 1). Bei der Ausschreibung gewinnen ProjektentwicklerInnen mit dem geringsten Gebotspreis, welcher um den Marktwertfaktor angepasst wird.<sup>22</sup> Das führt dazu, dass das Aus-

<sup>19</sup> Department of Energy and Climate Change (2013): CFD Contract Terms and Conditions (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

<sup>20</sup> Bei einer fixen Prämie, bei der ProjektentwicklerInnen zusätzlich zu Erlösen aus dem Stromverkauf eine fixe Prämie erhalten, oder in Abwesenheit jeglicher Förderung, sind ProjektentwicklerInnen dem Strompreissrisiko erheblich stärker ausgesetzt, so dass Finanzierungskosten ansteigen und Anreize stärker ausfallen.

<sup>21</sup> Ein alternatives Förderinstrument, vorgeschlagen vom Öko-Institut unter dem Begriff „EEG 3.0“, zielt auch auf systemfreundlichere Anlagen, erhöht jedoch die Finanzierungsrisiken und verbundenen Kosten, da es darauf basiert, ProjektentwicklerInnen voll dem Strompreis auszusetzen. Für Details siehe, Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung). Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende (online verfügbar, abgerufen am 9. Oktober 2017).

<sup>22</sup> Prozedural ähnlich zum bestehenden Referenzertragsmodell, durch das Gebote bei Windkraftausschreibungen je nach erwartetem Ertrag angepasst werden. Für Details siehe Deutscher Bundestag (2016): a. a. O.



schreibungsverfahren und ProjektentwicklerInnen den zu erwartenden Marktwert des Stroms berücksichtigen.

Dabei können auch Vorteile einer systemfreundlichen Anlage berücksichtigt werden, die noch nicht im Strommarktdesign abgebildet sind, beispielweise regionale Aspekte. Der Marktwertfaktor bildet die zu erwartende Entwicklung des Marktwerts ab und erlaubt damit die angemessene Gewichtung dieser Entwicklung bei der Wahl systemfreundlicher Anlagen.

### Anreize für systemfreundliche Standortwahl

Die Standortwahl entscheidet maßgeblich über die benötigte Förderung der Anlagen und wie leicht es wird, große Anteile an erneuerbaren Energien zu integrieren. Ein Beispiel für eine vorteilhafte Standortwahl ist die lastnahe Windstromproduktion mit geringen Netzanforderungen oder die Windproduktion in Süddeutschland, wo auch oft dann produziert wird, wenn der Wind im Norden nicht weht. Eine systemfreundliche Standortwahl sollte diese Faktoren berücksichtigen und abwägen. Allerdings gibt es für solch eine Abwägung aktuell keine ausreichenden Anreize.<sup>23</sup>

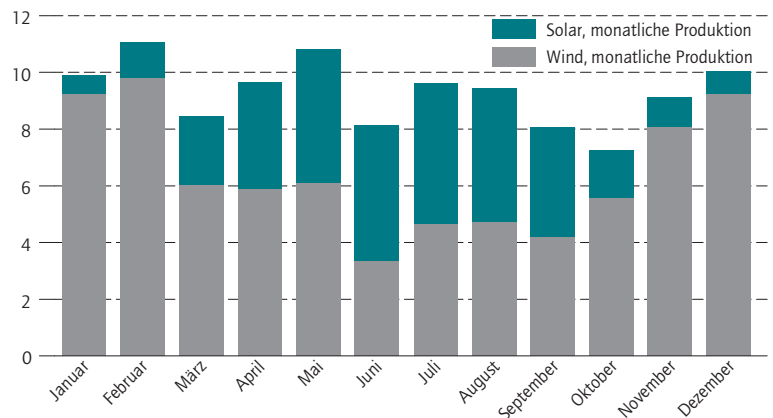
Das derzeitige Strompreissignal spiegelt die Redispatch-Kosten nicht wider, das heißt der Marktwert wird nicht abgebildet. Redispatch-Kosten fallen prinzipiell eher für Standorte an, die von Netzengpässen betroffen sind. ProjektentwicklerInnen haben also keine Anreize, systemfreundliche Standorte, die zu niedrigeren Redispatch-Kosten führen, zu wählen.<sup>24</sup>

Die zukünftige Entwicklung des Marktwertes wird auch hier nur eingeschränkt berücksichtigt, da ProjektentwicklerInnen längerfristige Entwicklungen weniger gewichten und Unsicherheiten über die Abbildung der regionalen Komponenten im Strompreissignal bestehen.

Ein Marktwertmodell würde zu angemessenen Anreizen für eine systemfreundliche Standortwahl – auch in längerfristiger Perspektive – führen. Dabei würden nicht nur ortsabhängige Redispatch-Kosten und Netzengpässe, sondern auch die Gleichzeitigkeit mit der Produktion anderer Anlagen und der Nachfrage berücksichtigt werden. In einigen Ländern, zum Beispiel in Mexiko, werden

Abbildung 3

### Produktion der Windkraft- und Solaranlagen in 2016 Monatliche Produktion in Millionen Megawattstunden



Quelle: Eigene Berechnung. Daten des Jahres 2016 von Open Power System Data, 2017, Data Package Time series, Version 2017-07-09 (online verfügbar).

© DIW Berlin 2017

Wind und Solarproduktion ergänzen sich in einem Portfolio über das Jahr hinweg.

schon ähnliche Ansätze hinsichtlich der Standortwahl eingesetzt, mit einem gewissen Erfolg (siehe Kasten 2).

Mitnahmeeffekte werden beim Marktwertmodell reduziert, da der Marktwertfaktor für einen längerfristigen Horizont und unter der Annahme eines weiteren Zubaus von erneuerbaren Energien berechnet wird. Im Marktgleichgewicht verteilen sich Investitionen in erneuerbare Technologien so auf Standorte, dass der Wert des erzeugten Stroms an jedem Standort den jeweiligen Kosten entspricht. Das führt dazu, dass der Marktwertfaktor standortspezifische Kostenunterschiede ausgleicht und damit Mitnahmeeffekt reduziert.

Allerdings könnten – bei Knappheit der Standorte – die Erlöse in einer Region über den Kosten liegen. Solche zusätzlichen Erlöse führen zu höheren Pachterlösen von GrundbesitzerInnen und können damit zugleich die Bereitstellung von weiteren Flächen anregen. Wenn große Mitnahmeeffekte befürchtet werden, dann könnten regional-differenzierte Ausschreibungen durchgeführt werden, wie sie de facto durch die Definition eines norddeutschen Netzausbaugebiets bereits existieren.<sup>25</sup>

<sup>23</sup> Oliver Grothe und Felix Müsgens (2013): The influence of spatial effects on wind power revenues under direct marketing rules. *Energy Policy* 58, 237–247.

<sup>24</sup> Weiterhin verbleiben bei einer gleitenden Marktprämie mit monatlicher Anpassung keine Anreize für eine Standortwahl mit größeren Anteilen der Stromproduktion in Monaten mit hohen Strompreisen, vgl. Nils May (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices. *Energy Economics* 65, 343–354 und Johannes Schmidt et al. (2013): Where the wind blows: Assessing the effect of fixed and premium based feed-in tariffs on the spatial diversification of wind turbines. *Energy Economics* 40, 269–276.

<sup>25</sup> Bei den Windkraftausschreibungen darf nur ein begrenzter Anteil der bezuschlagten Gebote auf das norddeutsche Netzausbaugebiet entfallen, so dass alle weiteren Zuschläge nach Süd- und Mitteleuropa gehen müssen. Für Details siehe Bundesnetzagentur (2017): Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung. (online verfügbar).



*Finanzierungskosten* werden beim Marktwertmodell minimiert, indem ProjektentwicklerInnen den Unsicherheiten über Entwicklungen des Strommarktdesigns oder Netzausbau nicht ausgesetzt werden.

### Anreize für systemfreundliche Technologiewahl

Windkraft- und Solaranlagen produzieren häufig zu unterschiedlichen Zeitpunkten, was sowohl jahreszeitliche Produktion als auch Tag-/Nachtzyklen angeht (Abbildung 3). Ein Portfolio aus mehreren Technologien kann besser die über das Jahr verteilte Stromnachfrage abdecken, und somit einen höheren Wert erzielen.<sup>26</sup>

Der Marktwert unterschiedlicher Technologien wird mit einer monatlich gleitenden Marktprämie alleine nur unzulänglich abgebildet. Mit dem Übergang zu einem Marktwertmodell kann der unterschiedliche Wert von Technologien innerhalb eines Portfolios hingegen gut abgebildet werden, sodass prinzipiell eine gemeinsame Ausschreibung für alle Technologien möglich wäre.

Allerdings entstehen positive Externalitäten mit der wachsenden Erfahrung und Innovation (Lerneffekt), die durch die Installation von Technologien gewonnen wird.<sup>27</sup> Die Kosten für große Solaranlagen sind beispielsweise in Deutschland zwischen 2007 und 2017 um 85 Prozent gefallen. Dies ermöglicht kostengünstigere Investitionen in der Zukunft. Des Weiteren führt eine nicht zu stark schwankende Nachfrage nach einer Technologie dazu, dass sich Wertschöpfungsketten – von der Produktion hin zum Vertrieb über Installation und Wartung – etablieren und entwickeln können.

Mitnahmeeffekte wiederum können entstehen, wenn der Ausbaubedarf an erneuerbaren Energien von einer Technologie nicht gedeckt werden kann. In diesem Fall würde eine zweite – teurere – Technologie den Preis setzen. ProjektentwicklerInnen mit der günstigeren Technologie würden auch den höheren Preis bieten und davon profitieren.

Für die Erschließung positiver Externalitäten und zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten sollten deswegen auch beim Marktwertmodell getrennte Ausschreibungen beibehalten werden. Dabei gilt es jedoch, eine zu feine Differenzierung zwischen Technologien zu vermeiden, damit der Wettbewerb zwischen den Technologien und bei den Ausschreibungen nicht geschwächt wird.

<sup>26</sup> Lion Hirth (2013): The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy economics* 38, 218–236 (online verfügbar).

<sup>27</sup> Pablo Del Río (2012): The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements. *Energy Policy*, 41, 139–151.

#### Kasten 1

### Das Marktwertmodell

Ziel des Marktwertmodells ist es, Anreize für die Wahl von systemfreundlichen Anlagen für ProjektentwicklerInnen von Windkraft- und Solaranlagen zu schaffen.<sup>1</sup> Diese Anreize sollen, erstens, den Wert des erzeugten Stroms im funktionierenden Markt abbilden und, zweitens, angemessen die längerfristige Entwicklung des Stromsystems berücksichtigen. Das Marktwertmodell ist als Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie konzipiert, bei der Ausschreibungsgebote um einen *Marktwertfaktor* angepasst werden.

Als Grundlage dient eine Modellierung des Stromsektors durch die nationale Regulierungsbehörde (in Deutschland die Bundesnetzagentur) für ein zukünftiges Jahr (zum Beispiel 2035), mit endogenen Investitionen in erneuerbare Energien-Technologien bezüglich Technologiewahl, Ausgestaltung und Standortwahl, welche die vorgegebenen Ausbauziele berücksichtigt. Dieses Modell ergibt standortsspezifische stündliche Strompreise für das Referenzjahr.

Jede Projektentwicklerin sowie die Regulierungsbehörde kann anhand der vorliegenden Daten zu Windgeschwindigkeit beziehungsweise Sonneneinstrahlung die standortsspezifische Stromproduktion einer Anlage berechnen. Daraus ergibt sich der durchschnittlich erzielte Strompreis.<sup>2</sup> Die Differenz zu dem berechneten durchschnittlichen Preis aller Anlagen bildet den Marktwertfaktor. Dieser spiegelt die Systemfreundlichkeit einer Anlage wider. Alle ProjektentwicklerInnen können diesen Faktor vorab berechnen und so ihre Investitionen optimieren.

Bei einer Ausschreibung bieten ProjektentwicklerInnen wie bisher einen Referenzpreis (anzulegender Wert). Die Gebote mit dem geringsten Referenzpreis abzüglich Marktwertfaktor gewinnen die Ausschreibung.

In einer Beispielrechnung für einen Standort in Norddeutschland (Boltenhagen in Mecklenburg-Vorpommern) führt das Marktwertmodell dazu, dass systemfreundlichere Anlagen gewählt werden. Unter der bestehenden gleitenden Markt-

<sup>1</sup> Das hier vorgestellte Marktwertmodell baut auf frühere Vorschläge für die Auslegung von Windkraftanlagen, vgl. Nils May, Karsten Neuhoﬀ und Frieder Borggreﬀe (2015): Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen. *Wochenbericht* Nr. 24 (online verfügbar).

<sup>2</sup> Bei Windkraft basierend auf veröffentlichten Leistungskurven der Hersteller, wie auch bisher im Referenzertragsmodell, siehe Deutscher Bundestag (2016): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz-EEG 2016) (online verfügbar).



prämie entscheiden sich ProjektentwicklerInnen für Anlagen mit einer Rotorblattlänge von 52,8 Metern und einer entsprechenden Rotorkreisfläche von 8756 Quadratmetern. Unter Anwendung des Marktwertmodells fällt die Entscheidung aufgrund eines um 1,02 höheren Marktwertfaktors für systemfreundlichere Anlagen mit einer Rotorblattlänge von 54,7 Meter und einer Rotorkreisfläche von 9386 Quadratmetern. Die Kapazität sinkt von 2,7 Megawatt auf 2,4 Megawatt, die Nabenhöhe steigt von 118 Metern auf 128 Metern. Diese systemfreundlichere Auslegung erhöht die Volllaststunden um elf Prozent. Dabei bleibt die Anzahl der Volllaststunden bei starkem Wind (mehr als zehn Meter pro Sekunde) gleich, sie steigt bei häufigen mittleren Windge-

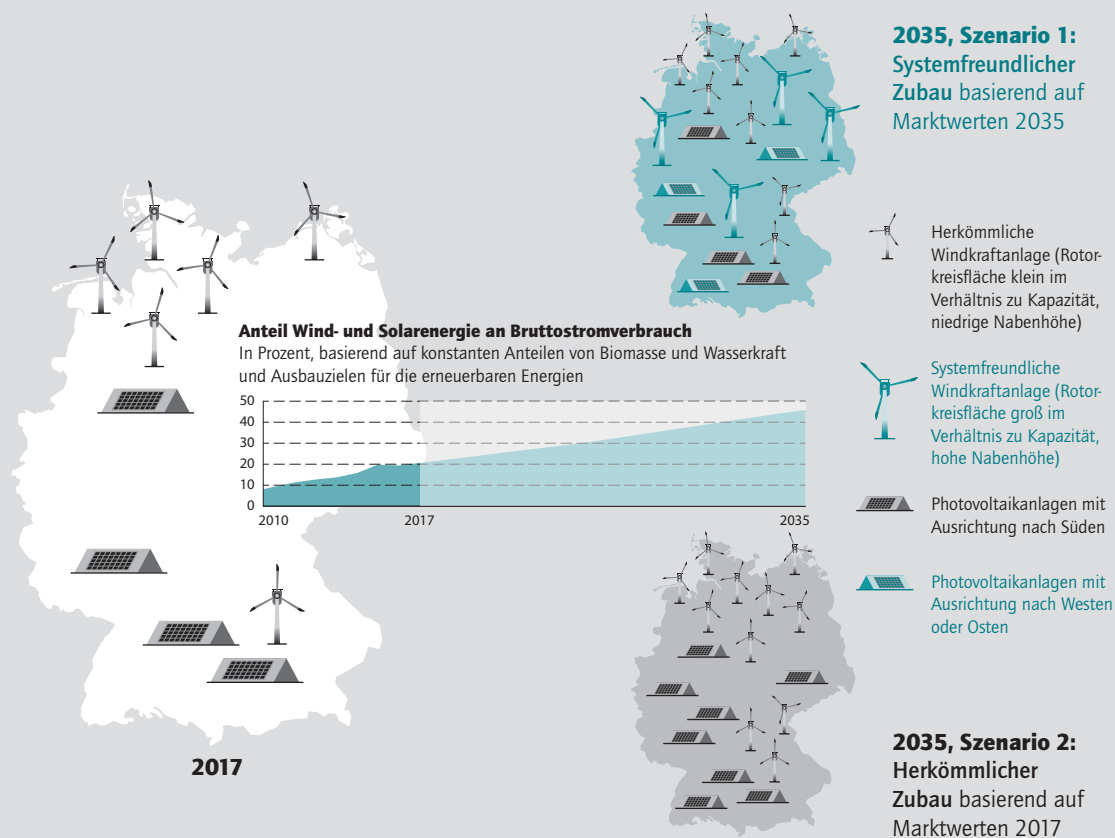
schwindigkeiten um 19 Prozent und um 26 Prozent bei niedrigen Windgeschwindigkeiten (weniger als fünf Meter pro Sekunde). In diesen Stunden liegt der Strommarktwert prinzipiell höher.<sup>3</sup>

Insgesamt würde die Implementierung des Marktwertmodells dafür sorgen, dass es im Jahr 2035 einen größeren Anteil systemfreundlicher Anlagen in Deutschland gibt, im Vergleich zu einem Szenario ohne ein solches Modell (siehe Abbildung).

<sup>3</sup> Für Details zur Berechnung und alternative Gestaltungsmöglichkeiten, vgl. Nils May (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices. Energy Economics 65, 343–354.

Abbildung

## Zwei Szenarien für den Zubau von erneuerbaren Energien im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2017

Wird bei Investitionen schon heute die langfristige Perspektive berücksichtigt, so ergibt sich zukünftig ein Stromsystem mit deutlich systemfreundlicheren Anlagen.



Kasten 2

**Mexiko**

Mexiko hat im Jahr 2015 Ausschreibungen für erneuerbare Energien eingeführt, bei denen die Gebote je nach erwarteter Systemfreundlichkeit angepasst werden. Dazu wird vom Energieministerium (*Secretaria de Energia*) vorab anhand eines Strommarktmodells berechnet, welchen Wert der Strom in den verschiedenen Regionen im Betriebszeitraum haben wird. Bei der Rangfolge der Gebote wird Projekten in Regionen mit perspektivisch höherem Wert ein Bonus zugeschrieben, und Projekten in Regionen mit niedrigem erwartetem Wert einen Malus zugeteilt. Dadurch bekommen ProjektentwicklerInnen Anreize, Projekte in bestimmten Regionen zu realisieren, ohne dass sie dadurch zusätzlichen (Preis-) Risiken ausgesetzt werden.<sup>1</sup>

Außerdem erhalten Anlagen zusätzliche Boni und Mali, wenn sie in Stunden produzieren, in denen ein höherer bzw. niedrigerer Wert erwartet wird. Dadurch gibt es auch (bislang schwache)

Anreize für systemfreundlichere Ausgestaltungen der Anlagen, da diese prinzipiell zu höherwertigeren Stunden produzieren.<sup>2</sup>

Das zugrundeliegende Strommarktmodell wird dabei jeweils aktualisiert, um abzusehende Entwicklungen am Strommarkt abzubilden. Während in der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2015 noch überraschend starke regionale Unterschiede verzeichnet wurden (ein maximaler Unterschied von 42,69 US-Dollar pro Megawattstunde), so wurde anschließend der erwartete Netzausbau berücksichtigt. Damit konvergieren die längerfristigen Preisunterschiede, die für Strom aus erneuerbaren Energien gezahlt werden – in der zweiten Ausschreibungsrunde im Jahr 2016 entstand ein maximaler Unterschied von 30,67 US-Dollar, in der dritten im Jahr 2017 von 13,53 US-Dollar – mit den regionalen Differenzen.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Nera (2015): Manual de subastas de largo plazo para el Mercado electric mayorista. Erstellt im Auftrag von Secretaria de Energia (Sener) (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

<sup>2</sup> Nera (2015): a. a. O.

<sup>3</sup> Cenace (2017): Subastas de Largo Plazo (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

## Anreize für den marktausgerichteten Betrieb

Ein Ziel der Systemintegration von erneuerbaren Energien ist die Schaffung von Anreizen für frühzeitige und präzise Prognosen von Windkraft- und Solarerzeugung und für die effiziente Einbindung in das Stromsystem. Zum Beispiel können 24 Stunden vor der tatsächlichen Produktion ein Großteil der konventionellen Kraftwerke und in der Zukunft auch flexible Lasten eine prognostizierte Reduktion (oder Erhöhung) der Produktion ausgleichen. Je näher die tatsächliche Stromproduktion rückt, desto weniger können Kraftwerke oder flexible Lasten eine reduzierte Stromproduktion der Anlagen kompensieren und desto höher sind deswegen die Kosten und Preise einer Anpassung (Abbildung 4).

Bei der gleitenden Marktprämie haben ProjektentwicklerInnen Anreize, gute Prognosen zu erstellen und erwartete Abweichungen der Produktion im Markt auszugleichen. In Deutschland wird die gleitende Marktprämie relativ zu den Preisen der Vortagsauktion berechnet. Zu diesem Zeitpunkt sind jedoch Wind- und Solarprognosen noch unsicher. Wenn es Abweichungen zu späteren, besseren Prognosen gibt, werden sie im Handel mit anderen Marktakteuren abgeglichen. Die Kosten für diese Abweichungen können zwar durch eine Verbesserung der Qualität der Prognose reduziert werden,

aber das Preisrisiko, das von Entwicklungen des Strommarkts, des Angebots (zum Beispiel Flexibilitätsoptionen) und der Nachfrage abhängt, verbleibt bei den ProjektentwicklerInnen.<sup>28</sup>

Mittelfristig könnte als Referenzpreis für die gleitende Marktprämie statt des Auktionspreises am Vortag der in manchen Märkten bereits existierende Echtzeit-Preis genutzt werden.<sup>29</sup> Das könnte auch das von ProjektentwicklerInnen nicht zu beeinflussende Preisrisiko vermeiden, um Aufschläge auf Finanzierungskosten für Erneuerbare zu verhindern. Anreize zur guten Prognose und zu einer frühzeitigen Anpassung des Verkaufs würden erhalten bleiben, da zu früheren Auktionen bessere Preise erzielt werden können. Diese Vermarktung könnte wie bisher dezentral organisiert sein, aber auch alterna-

<sup>28</sup> Diese Unsicherheit wird zwar im allgemeinen in jährlichen Vermarktungsverträgen an Dritte weitergegeben, aber die Unsicherheit für zukünftige Jahre verbleibt und spiegelt sich in der Unsicherheit über die Preise zu denen Vermarktungsverträge in der Zukunft geschlossen werden wieder. Für weitere Details, siehe Albert Hoffrichter und Thorsten Beckers (2016): Perspektiven für die Bereitstellung und Refinanzierung von Windkraft- und PV-Anlagen – Eine Analyse von Weiterentwicklungsoptionen des institutionellen Rahmens unter Einbezug institutionenökonomischer Erkenntnisse. Technische Universität Berlin, Arbeitspapier (online verfügbar, abgerufen am 9. Oktober 2017).

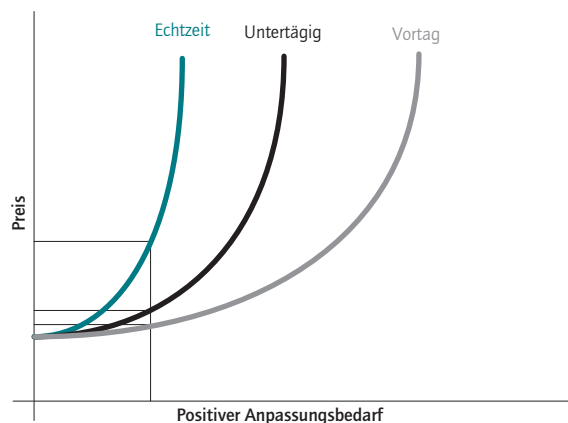
<sup>29</sup> Der deutsche Intraday-Markt hat dabei aufgrund des kontinuierlichen Handels keinen präzise definierbaren Referenzpreis. Dies könnte sich mit der Einführung von grenzübergreifenden Intraday-Auktionen ändern.



Abbildung 4

### Grenzkosten des Ausgleichs von Prognoseabweichungen nach Abweichungszeitpunkt

In Euro pro Megawattstunde, Megawattstunden



Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

Je kurzfristiger Prognoseabweichungen auftreten, desto teurer ist der Anpassungsbedarf.

tiv durch eine öffentliche Ausschreibung von Wind und Photovoltaik erreicht werden.

Die Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie beeinflusst auch in beschränktem Maße die Wartungszeitpunkte. Wo diese flexibel planbar sind, werden sie in wind- oder sonnenschwachen Zeiten durchgeführt werden. Sie sollten darüber hinaus eher in Zeiten stattfinden, in denen der Stromwert niedrig liegt. Anreize dafür ergeben sich aus der Referenzperiode der gleitenden Marktprämie (stündlich, monatlich oder jährlich). Prinzipiell geben dabei längere Periodenlängen Anreize zur wertmaximierenden Planung der Wartungen. Im Allgemeinen ist die Bedeutung des exakten Zeitpunktes der Wartungsarbeiten jedoch geringer als bei großen konventionellen Kraftwerken, da einzelne Anlagen eines Parks individuell gewartet werden können, während ein konventionelles Kraftwerk häufig mit der kompletten Kapazität abgeschaltet werden muss.

### Marktwertmodell kann Anreize für systemfreundliche Anlagen setzen, und zugleich Risiken und Finanzierungskosten minimieren

Bei der aktuell für die meisten erneuerbaren Anlagen in Deutschland genutzten gleitenden Marktprämie herrscht

Tabelle

### Ausgewählte Fördermechanismen im Vergleich

	Gleitende Marktprämie				Keine Förderung; nur höherer CO <sub>2</sub> -Preise
	Jährlich	Monatlich (Status Quo)	Stündlich	Marktwert- modell	
Marktwert	+	0	-	++	+
Entwicklung des Marktwertes	+	0	-	++	+
Positive Externalitäten	0	0	0	0	--
Finanzierungskosten	-	0	+	+	--
Mitnahmeeffekte	0	0	0	0	--

Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

ein Zielkonflikt zwischen stärkeren Anreizen für systemfreundliche Anlagen, die mit einer jährlichen Referenzperiode erreicht werden können, und einer besseren Absicherung von Finanzierungsrisiken, die bei einer kürzeren bis zu stündlichen Referenzperiode erreicht wird (siehe Tabelle). Beide Ziele können gemeinsam erreicht werden. Dazu wird im Marktwertmodell eine gleitende Marktprämie mit stündlicher Referenzperiode ergänzt um einen ex-ante bestimmten Marktwertfaktor. Damit wird die Vergütungshöhe für die erwartete Änderung des Marktwertes durch eine systemfreundliche Investition angepasst. Die Nutzung von längerfristigen Szenarien ermöglicht dabei auch die volle Berücksichtigung der zu erwartenden Entwicklung des Marktwertes.

Verzichtet man auf Förderinstrumente und setzt man lediglich auf einen höheren Strompreis, seinerseits erreichbar durch wesentlich höhere CO<sub>2</sub>-Preise, dann führt das nicht zu kostengünstigen Investitionen in systemfreundliche Anlagen. Während der kurzfristige Marktwert, ohne die nicht abgebildeten lokalen Komponenten, zu etwas systemfreundlicheren Anlagen führt, können wiederum langfristige Entwicklungen des Strommarkts nur mit geringem Gewicht in die Investitionsentscheidungen einfließen. Dafür steigen die Finanzierungskosten und erhöhen die Gesamtkosten um ungefähr 30 Prozent.<sup>30</sup> Außerdem werden positive Externalitäten unterschiedlicher Technologien nicht abgebildet, und Mitnahmeeffekte entstehen, wenn der Strompreis über den Kosten der günstigsten erneuerbaren Energien Anlagen liegt.

Um dem Ziel einer Internalisierung von Lerneffekten und der Vermeidung von Mitnahmeeffekten gerecht zu werden, sollen weiterhin getrennte Ausschreibungen

<sup>30</sup> Siehe Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoff (2017): a. a. O.



bzw. differenzierte Vergütungsbänder für verschiedene Technologien angewendet werden.

### **Fazit: Marktwertmodell ermöglicht die langfristige Integration erneuerbarer Energien**

Die systemfreundliche Auswahl von Standort, Technologie und Ausgestaltung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ist wichtig für die wirtschaftliche Umsetzung der Energiewende. Dafür müssen ProjektentwicklerInnen die richtigen Anreize erhalten. Da erwartet wird, dass viele Anlagen eine technische Lebensdauer von rund 30 Jahre erreichen, sollte bereits heute die zukünftige Entwicklung des Marktwerts berücksichtigt werden.

Allerdings können ProjektentwicklerInnen die längerfristigen Vorteile systemfreundlicher Anlagen nicht angemessen berücksichtigen. Bei diesen entstehen höhere Investitionskosten pro Megawattstunde erzeugten Stroms und ihre längerfristigen Vorteile sind unsicher. Deswegen verlangen GeldgeberInnen hohe Renditen für zusätzliche Ausgaben bei systemfreundlichen Anlagen. Das führt dazu, dass ihre Vorteile stark diskontiert und nur eingeschränkt berücksichtigt werden.

Das Marktwertmodell schafft hier Abhilfe. Es baut auf existierenden Fördermechanismen auf, die auch bei fal-

lenden Kosten von Wind- und Solarenergie weiterhin notwendig sind, um regulatorische Risiken zu vermeiden und Marktrisiken abzusichern. So wird verhindert, dass Risikoprämien zu hohen Finanzierungskosten und damit zusätzlichen Belastungen für EndkundInnen führen. Zudem erlauben derartige Fördermechanismen die Abbildung von negativen Umwelteffekten, die anderweitig nicht ausreichend bepreist sind.

Das Marktwertmodell kann sowohl mit Ausschreibungen als auch mit regulatorisch vorgegebenen Einspeisevergütungen kombiniert werden. Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen entstehen durch einen Marktwertfaktor, der die Systemfreundlichkeit einer Anlage standort- und technologiespezifisch abbildet. Bei Ausschreibungen gewinnen zum Beispiel Projekte mit dem geringsten Gebotspreis, welcher um den Marktwertfaktor angepasst wird. Das führt dazu, dass das Ausschreibungsverfahren und damit ProjektentwicklerInnen den zu erwartenden Marktwert des Stroms berücksichtigen.

Dabei können auch Vorteile einer systemfreundlichen Anlage berücksichtigt werden, die noch nicht im Strommarktdesign abgebildet sind, beispielsweise regionale Aspekte. Der Marktwertfaktor bildet die zu erwartende Entwicklung des Marktwerts ab und erlaubt damit die angemessene Gewichtung dieser Entwicklung bei der Wahl systemfreundlicher Anlagen.

Nils May ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [nmay@diw.de](mailto:nmay@diw.de)

Karsten Neuhoﬀ ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [kneuhoﬀ@diw.de](mailto:kneuhoﬀ@diw.de)

Jörn Richstein ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [jrichstein@diw.de](mailto:jrichstein@diw.de)

JEL: L94, L98, Q42, Q48, D47

**Keywords:** Renewable energy, feed-in premium, system-friendly wind power, integration of renewable energy



## INTERVIEW MIT KARSTEN NEUHOFF



Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.,  
Leiter der Abteilung Klimapolitik  
am DIW Berlin

»Es wird immer wichtiger,  
dass der Strom dann produziert  
wird, wenn er benötigt wird«

1. Herr Neuhoff, das DIW Berlin hat ein Marktwertmodell entwickelt, das ausreichende Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagen für erneuerbare Energien schaffen soll. Was genau ist dabei unter einer systemfreundlichen Anlage zu verstehen? Eine systemfreundliche Anlage ist eine Anlage, die tendenziell mehr Wind- oder Sonnenstrom erzeugt, wenn er vom System auch benötigt wird. Zum Beispiel erzeugt ein systemfreundliches Windrad einen größeren Anteil seines Stroms auch bei mittleren und geringeren Windgeschwindigkeiten. Bei hohen Windgeschwindigkeiten haben wir sehr viel Windstrom, da ist eine extra Megawattstunde Windenergie nicht so wertvoll. Bei geringeren Windgeschwindigkeiten wird insgesamt nicht so viel Windstrom erzeugt, und dann ist eine extra Megawattstunde aus einer systemfreundlichen Windenergieanlage sehr viel wertvoller.
2. Das heißt, eine Anlage, die den Strom dann produziert, wenn er gebraucht wird, kann bei geringerer Leistung kosteneffizienter sein? Heute macht das noch keinen großen Unterschied, aber wenn wir uns die Ausbauziele für erneuerbare Energien anschauen, wird es immer wichtiger, dass dieser Strom zum größeren Teil dann produziert wird, wenn er benötigt wird. Deswegen wird es wichtiger, die Anlagen systemfreundlich auszugestalten.
3. Gibt es aktuell keine ausreichenden Anreize für ProjektentwicklerInnen, in solche Anlagen zu investieren? Nein. Viele der Eigenschaften von systemfreundlichen Anlagen werden erst in zehn bis 15 Jahren zu größeren Vorteilen führen, dann wenn der Anteil Erneuerbarer im Stromsystem wächst. Für ProjektentwicklerInnen ist das jedoch weit in der Zukunft, und da die Erlöse daraus noch unsicher sind, können sie diesem Vorteil bei der Entscheidung über die Auslegung einer Anlage nicht viel Gewicht beimessen. Zweitens sind im heutigen Strommarkt noch nicht alle Vorteile abgebildet, die eine systemfreundliche Anlage mit sich bringen kann. Auch das können ProjektentwicklerInnen heute nur schwer berücksichtigen. Deswegen haben sie aktuell starke Anreize, eine Anlage so auszugestalten, dass die Gesamtstromproduktion maximiert wird und orientieren sich weniger daran, wann der Strom erzeugt wird.
4. Welche Vorteile bietet das von Ihnen vorgeschlagene Marktwertmodell? Der Vorteil des Marktwertmodells ist, dass die systemfreundlichen Eigenschaften einer Anlage bereits bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt werden können. Dazu simuliert die Regulierungsbehörde eine langfristige Perspektive des Stromsystems mit großen Anteilen erneuerbarer Energien. Darauf aufbauend kann für jeden Standort, für jede Technologie und für jede Ausgestaltung einer Anlage sehr einfach berechnet werden, was der Marktwertfaktor dieser Anlage in Zukunft sein wird. Wenn die ProjektentwicklerInnen ihre Angebote bei der Ausschreibung abgeben, dann wird das Angebot um den Marktwertfaktor korrigiert, sodass nicht nur die kostengünstigsten, sondern auch die systemfreundlichsten Angebote akzeptiert werden. So können ProjektentwicklerInnen systemfreundliche Anlagen bereits heute bauen, weil sie die langfristigen Vorteile der Anlage berücksichtigen können.
5. Wie groß schätzen Sie die Akzeptanz für das jetzt von Ihnen vorgeschlagene Marktwertmodell ein? Alle Parteien der zurzeit diskutierten Jamaika-Koalition möchten die klimapolitischen Ziele und damit auch die Ausbauziele für erneuerbare Energien erreichen. Dabei ist den Liberalen vielleicht eine marktgesteuerte Umsetzung besonders wichtig. Das Marktwertmodell ist hier eine hilfreiche Ergänzung der bisherigen gleitenden Marktpremie, um die besten Anreize für systemfreundliche Anlagen zu erreichen. Zugleich sind für andere Parteien die robusten Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau und eine kostengünstige Finanzierung ein wichtiges Kriterium. Auch das wird mit dem Marktwertmodell erreicht. Insofern hoffe ich, dass das Marktwertmodell eine Basis für die Weiterentwicklung der deutschen Energiepolitik darstellen kann.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden  
Sie auf [www.diw.de/interview](http://www.diw.de/interview)



# Klimaschutz durch Biokohle: Potentiale und Kosten für den Großraum Berlin

Von Jakob Medick, Isabel Teichmann und Claudia Kemfert

Mit Hilfe der sogenannten hydrothermalen Carbonisierung kann Biomasse in ein kohleartiges Produkt umgewandelt werden, das auch als Biokohle oder HTC-Kohle bezeichnet wird. Diese HTC-Kohle eignet sich sowohl zur Einzelverbrennung in Blockheizkraftwerken als auch zur Mitverbrennung in konventionellen Kohlekraftwerken. In dieser Studie werden das Treibhausgasvermeidungspotential und die dazugehörigen Kosten berechnet, wenn Laub und Grasschnitt aus dem Großraum Berlin für die Herstellung von HTC-Kohle genutzt würden. Dabei wird angenommen, dass die HTC-Kohle einen Teil der in Berlin verwendeten Steinkohle zur Gewinnung von Strom und Wärme ersetzt. Je nach Herkunft der Grünabfälle werden ein städtisches, ein ländlich-städtisches und ein ländliches Szenario spezifiziert, die alle gleichzeitig realisierbar sind. Zusammengerechnet beträgt das Treibhausgasvermeidungspotential mehr als 70 000 Tonnen Kohlenstoffdioxidäquivalente (CO<sub>2</sub>e) pro Jahr. Dies entspricht ungefähr 1,6 Prozent des Treibhausgasreduktionsziels, das sich Berlin für das Jahr 2020 gegenüber 2005 gesetzt hat. Die Treibhausgasvermeidungskosten belaufen sich allerdings auf ein Mehrfaches von dem, was eine Tonne Kohlenstoffdioxid derzeit im Europäischen Emissionshandel kostet. Dabei zeigt ein Vergleich der Kosten in den verschiedenen Szenarien, dass die Mitverbrennung der HTC-Kohle in einem bestehenden Kohlekraftwerk mit ungefähr 75 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e gegenüber der Einzelverbrennung in einem neuen Blockheizkraftwerk noch vergleichsweise kostengünstig ist. Somit könnte HTC-Kohle in der Zeit bis zum vollständigen Kohleausstieg einen gewissen Beitrag zur Minderung des Treibhausgasausstoßes von Kohlekraftwerken leisten.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die jährlichen Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2050 schrittweise um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 zu senken.<sup>1</sup> Eine entscheidende Rolle kommt dabei erneuerbaren Energien zu, die zum Beispiel aus Wind, Sonne und Biomasse gewonnen werden und fossile Brennstoffe ersetzen sollen. So soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 mindestens 80 Prozent betragen.<sup>2</sup> Das Land Berlin plant sogar einen kompletten Ausstieg aus fossiler Kohle bis zum Ende des Jahres 2030.<sup>3</sup>

Zur Erreichung dieser Ziele ist Deutschland insbesondere auf Wind- und Sonnenenergie angewiesen, denn Biomasse besitzt hierzulande mengenmäßig ein geringeres Potential.<sup>4</sup> Wind- und Sonnenenergie fluktuieren jedoch stark. Ihre Integration in das Stromsystem erfordert daher zahlreiche Anpassungsmaßnahmen wie Energiespeicherung, Nachfragemanagement, Netzausbau und flexible Reservekraftwerke.<sup>5</sup> Dagegen hat Biomasse den Vorteil, jederzeit einsatzbereit zu sein. In einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem kann sie somit trotz ihrer mengenmäßigen Beschränkung dazu beitragen, den Stromspeicherbedarf zu reduzieren und die Systemkosten zu verringern.<sup>6</sup>

Biomasse ist jedoch auch eine umstrittene Energiequelle. Insbesondere der Pflanzenanbau zur Energiegewinnung

<sup>1</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin.

<sup>2</sup> § 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017, veröffentlicht im Bundesgesetzblatt 2016 I 49, 2258-2310.

<sup>3</sup> Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz (2017): Berlin treibt Beendigung der Kohlenutzung voran. Pressemitteilung vom 9. Mai 2017 (online verfügbar, abgerufen am 7. August 2017. Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt).

<sup>4</sup> André Brosowski et al. (2016): A review of biomass potential and current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany. Biomass and Bioenergy 95, 257-272.

<sup>5</sup> Wolf-Peter Schill (2014): Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. Energy Policy 73, 65-79 (online verfügbar).

<sup>6</sup> Wolf-Peter Schill und Alexander Zerrahn (2017): Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. Renewable and Sustainable Energy Reviews (im Druck, online verfügbar).



und seine Rolle für die globale Ernährungssituation und für Emissionen aus Landnutzungsänderungen werden kontrovers diskutiert.<sup>7</sup> Dies hat den Fokus auf Bioabfälle zur Energiegewinnung gelenkt, wie zum Beispiel auf kommunale Grünabfälle. Auf der Suche nach effizienten Umwandlungsverfahren für solche Biomassen, die oft einen hohen Wassergehalt, einen geringen Heizwert und eine heterogene Qualität haben, wird die hydrothermale Carbonisierung (HTC) als eine viel versprechende Technologie aufgeführt.<sup>8</sup>

Im HTC-Verfahren wird die Biomasse in ein braunkohleähnliches Produkt umgewandelt, so genannte HTC-Kohle, die als Festbrennstoff genutzt werden kann (Kasten 1). Die HTC-Kohle eignet sich dabei sowohl zur Einzelverbrennung in Biomasse-Blockheizkraftwerken als auch zur Mitverbrennung in konventionellen Kohlekraftwerken, die je nach der Beschaffenheit der HTC-Kohle nahezu unbegrenzt erfolgen kann.<sup>9</sup> Die Vor- und Nachteile des HTC-Verfahrens bei der Umwandlung von Bioabfällen gegenüber der direkten Verbrennung von Biomasse sowie gegenüber der Biogasherstellung sind in Kasten 2 dargestellt.

Eine kürzlich erschienene Fallstudie des DIW Berlin hat das Treibhausgasvermeidungspotential und die dazugehörigen Kosten von HTC-Kohle aus Laub und Grasschnitt als regenerative Energiequelle im Großraum Berlin untersucht.<sup>10</sup> Zum Großraum Berlin zählen dabei neben den Berliner Stadtbezirken die brandenburgischen Landkreise Havelland, Potsdam-Mittelmark und Teltow-Fläming sowie die in Brandenburg gelegenen kreisfreien Städte Brandenburg an der Havel und Pots-

#### Kasten 1

### Hydrothermale Carbonisierung und HTC-Kohle

Die hydrothermale Carbonisierung (HTC) geht zurück auf Bergius (1913).<sup>1</sup> Sie ist ein thermochemisches Umwandlungsverfahren, bei der Biomasse in Wasser, unter erhöhtem Druck und ohne Sauerstoffzufuhr für die Dauer von einigen Minuten bis zu mehreren Stunden auf bis zu 180 bis 280 Grad Celsius erhitzt wird.<sup>2</sup> Dabei zerfällt die Biomasse in einen kohlenstoffreichen Feststoff, die HTC-Kohle, sowie gasförmige und flüssige Nebenprodukte.

Die Masseausbeute der HTC-Kohle beträgt in der Regel 50 bis 80 Prozent der Ausgangsbiomasse bezogen auf das Trockengewicht.<sup>3</sup> Im Durchschnitt finden sich 70 Prozent des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs in der HTC-Kohle wieder.<sup>4</sup> Eine Tonne HTC-Kohle hat einen höheren Kohlenstoffgehalt (48 bis 72 Prozent) als eine Tonne der Ausgangsbiomasse (45 bis 55 Prozent).<sup>5</sup> Dementsprechend besitzt HTC-Kohle einen höheren oberen Heizwert (19 bis 29 Megajoule pro Kilogramm) als die Biomasse (15 bis 22 Megajoule pro Kilogramm), der zudem dem oberen Heizwert von Braunkohle ähnelt (25 Megajoule pro Kilogramm).<sup>6</sup> Die Wasserstoff/Kohlenstoff- und Sauerstoff/Kohlenstoff-Verhältnisse von HTC-Kohle reichen ebenfalls nahe an diejenigen von Braunkohle heran.<sup>7</sup>

**7** Mark W. Rosegrant und Siwa Msangi (2014): Consensus and contention in the food-versus-fuel debate. *Annual Review of Environment and Resources* 39, 271-294; Timothy D. Searchinger et al. (2009): Fixing a critical climate accounting error. *Science* 326 (5952), 527-528.

**8** Maria-Magdalena Titirici, Arne Thomas und Markus Antonietti (2007): Back in the black: Hydrothermal carbonization of plant material as an efficient chemical process to treat the CO<sub>2</sub> problem? *New Journal of Chemistry* 31 (6), 787-789; Axel Funke und Felix Ziegler (2010): Hydrothermal carbonization of biomass: A summary and discussion of chemical mechanisms for process engineering. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining* 4 (2), 160-177; Judy A. Libra et al. (2011): Hydrothermal carbonization of biomass residuals: A comparative review of the chemistry, processes and applications of wet and dry pyrolysis. *Biofuels* 2 (1), 89-124.

**9** Für andere stoffliche Verwendungsmöglichkeiten von HTC-Kohle, siehe Libra et al. (2011), a. a. O. sowie M. Toufiq Reza et al. (2014): Hydrothermal carbonization of biomass for energy and crop production. *Applied Bioenergy* 1 (1), 11-29.

**10** Jakob Medick, Isabel Teichmann und Claudia Kemfert (2017): Hydrothermal carbonization (HTC) of green waste: An environmental and economic assessment of HTC coal in the metropolitan region of Berlin, Germany. DIW Discussion Paper 1690. Die Studie basiert auf der Masterarbeit „Hydrothermal carbonization of green wastes: A techno-economic assessment of sustainable organic waste management in the metropolitan region of Berlin“, die von Jakob Medick im Jahr 2014 an der Humboldt-Universität zu Berlin eingereicht worden ist. Die Studie wurde finanziell durch die Leibniz Gemeinschaft unterstützt (SAW-2012-ATB-3).

**1** Friedrich Bergius (1913): Die Anwendung hoher Drucke bei chemischen Vorgängen und eine Nachbildung des Entstehungsprozesses der Steinkohle. Halle (Saale).

**2** Judy A. Libra et al. (2011): Hydrothermal carbonization of biomass residuals: A comparative review of the chemistry, processes and applications of wet and dry pyrolysis. *Biofuels* 2 (1), 89-124; M. Toufiq Reza et al. (2014): Hydrothermal carbonization of biomass for energy and crop production. *Applied Bioenergy* 1 (1), 11-29.

**3** Libra et al. (2011), a. a. O.

**4** Hans-Günter Ramke, Dennis Blöhe und Hans-Joachim Lehmann (2012): Wissenschaftlich-technische Grundlagen der Hydrothermalen Carbonisierung organischer Siedlungsabfälle. *Müll und Abfall* 9, 476-483.

**5** Reza et al. (2014), a. a. O. Die Prozentangaben beziehen sich auf verschiedene Hölzer, Gras und landwirtschaftliche Restprodukte.

**6** Reza et al. (2014), a. a. O. Die oberen Heizwerte beziehen sich auf die aschefreie Trockenmasse.

**7** Axel Funke und Felix Ziegler (2010): Hydrothermal carbonization of biomass: A summary and discussion of chemical mechanisms for process engineering. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining* 4 (2), 160-177; Nicole D. Berge (2011): Hydrothermal carbonization of municipal waste streams. *Environmental Science & Technology* 45 (13), 5696-5703; Ramke, Blöhe, Lehmann (2012), a. a. O.; Ivo Oliveira, Dennis Blöhe und Hans-Günter Ramke (2013): Hydrothermal carbonization of agricultural residues. *Bioresource Technology* 142, 138-146.



Kasten 2

### Vor- und Nachteile des HTC-Verfahrens

Für das HTC-Verfahren sollte die Biomasse in der Regel einen Wassergehalt von 75 bis 90 Prozent aufweisen.<sup>1</sup> Im Gegensatz zur direkten Verbrennung von Biomasse kann die hydrothermale Carbonisierung daher feuchte Biomasse verarbeiten, ohne sie vorher energieintensiv trocknen zu müssen. Dies erweitert das Spektrum der Biomassen, die als Festbrennstoff genutzt werden können, um feuchte Bioabfälle wie Klärschlamm, Gülle und organische Siedlungsabfälle.<sup>2</sup>

Gegenüber der direkten Verbrennung von Biomasse führt die Verbrennung von HTC-Kohle zu geringerer Verschlackung und Verschmutzung.<sup>3</sup> Außerdem ist die Verbrennung von HTC-Kohle mit erhöhten maximalen Gewichtsabnahmeraten, erhöhten Zündtemperaturen und erhöhten Verbrennungstemperaturen verbunden.<sup>4</sup> Als ein homogener Festbrennstoff mit einer höheren Energiedichte ist die HTC-Kohle während Transport, Lagerung und Verbrennung darüber hinaus leichter zu handhaben als die Ausgangsbiomasse.

Für einige feuchte Biomassen kann das HTC-Verfahren zur Energiegewinnung sogar geeigneter sein als deren Umwandlung in Biogas. So führt die anaerobe Gärung von Laub nur zu einer sehr geringen Ausbeute an Methan (CH<sub>4</sub>), die von 15 bis 25 Kubikmetern CH<sub>4</sub> pro Tonne Frischmasse reicht.<sup>5</sup> Obwohl

die Vergärung von Grasschnitt mit höheren Methanausbeuten von 90 Kubikmetern CH<sub>4</sub> pro Tonne Frischmasse verbunden ist,<sup>6</sup> kann sie technische Schwierigkeiten bereiten, wie zum Beispiel eine verstärkte Notwendigkeit zum Rühren und eine häufige Beseitigung von Ablagerungen.<sup>7</sup>

Eine wesentliche Herausforderung des HTC-Verfahrens besteht im Umgang mit dem HTC-Prozesswasser, das unweigerlich verbleibt. Das Prozesswasser beinhaltet eine Vielzahl an gelösten organischen (und anorganischen) Verbindungen.<sup>8</sup> Dies reduziert die Effizienz des HTC-Verfahrens, da der im Prozesswasser gelöste Kohlenstoff nicht zur Energiegewinnung genutzt werden kann – es sei denn, das Prozesswasser wird in den HTC-Prozess zurückgespeist, um die Kohlenstoff- und Energieausbeute der HTC-Kohle zu erhöhen,<sup>9</sup> oder es wird zur Biogasherstellung genutzt.<sup>10</sup> In jedem Fall muss das restliche HTC-Prozesswasser vor der Entsorgung behandelt werden.<sup>11</sup>

<sup>1</sup> Judy A. Libra et al. (2011): Hydrothermal carbonization of biomass residuals: A comparative review of the chemistry, processes and applications of wet and dry pyrolysis. *Biofuels* 2 (1), 89–124.

<sup>2</sup> Libra et al. (2011), a. a. O.

<sup>3</sup> M. Toufiq Reza et al. (2014): Hydrothermal carbonization of biomass for energy and crop production. *Applied Bioenergy* 1 (1), 11–29.

<sup>4</sup> Zhengang Liu et al. (2013): Production of solid biochar fuel from waste biomass by hydrothermal carbonization. *Fuel* 103, 943–949.

<sup>5</sup> Ingenieurconsulting Umwelt und Bau (ICU) (2011): Hochwertige und klimaschonende Verwertung von Mähgut und Laub im Land Berlin. In Kooperation mit Frank Riesbeck. Endbericht für Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz. Berlin.

<sup>6</sup> ICU (2011), a. a. O.

<sup>7</sup> Annette Prochnow et al. (2009): Bioenergy from permanent grassland – A review: 1. Biogas. *Bioresource Technology* 100 (21), 4931–4944.

<sup>8</sup> Axel Funke und Felix Ziegler (2010): Hydrothermal carbonization of biomass: A summary and discussion of chemical mechanisms for process engineering. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining* 4 (2), 160–177.

<sup>9</sup> Jan Stemmann, Anke Putschew und Felix Ziegler (2013): Hydrothermal carbonization: Process water characterization and effects of water recirculation. *Bioresource Technology* 143, 139–146.

<sup>10</sup> Benjamin Wirth, Jan Mumme und Berit Erlach (2012): Anaerobic treatment of waste water derived from hydrothermal carbonization. Proceedings of the 20th European Biomass Conference and Exhibition, 18–22 June 2012, Milan, Italy, 683–692.

<sup>11</sup> Stemmann, Putschew, Ziegler (2013), a. a. O.; Wirth, Mumme, Erlach (2012), a. a. O.

dam. Die technischen Daten für die Herstellung der HTC-Kohle beruhen weitestgehend auf Angaben, die von SunCoal Industries GmbH, einem Hersteller von HTC-Anlagen aus Ludwigsfelde, Brandenburg, zur Verfügung gestellt wurden. Um möglichst realistisch zu sein, hat sich die Fallstudie hinsichtlich der verfügbaren Infrastruktur außerdem eng an existierenden Unternehmen der Abfall- und Energiewirtschaft orientiert, insbesondere an der Berliner Stadtreinigung (BSR) und der Vattenfall GmbH. Die Annahmen der Studie sind jedoch

rein hypothetisch und haben nichts mit den aktuellen Geschäften dieser Unternehmen zu tun.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Wir danken SunCoal Industries für die Daten, die sie zur Verfügung gestellt haben, und für die enge Zusammenarbeit mit Jakob Medick während des Schreibens seiner Masterarbeit. Außerdem danken wir der BSR, Vattenfall und dem Ingenieurbüro Ingenieurconsulting Umwelt und Bau (ICU) für den regen Gedankenaustausch mit Jakob Medick und die Unterstützung während seiner Masterarbeit.



Tabelle

### Eckpunkte der drei HTC-Szenarien

	Städtisches Szenario	Ländlich-städtisches Szenario	Ländliches Szenario
Ursprung der Biomasse	Laub und Grasschnitt aus Berliner Stadtbezirken (gesammelt von der BSR und den Grünflächenämtern)	Laub und Grasschnitt aus Berliner Stadtbezirken (gesammelt von privaten Garten- und Landschaftsbauunternehmen) sowie Grasschnitt aus Brandenburg an der Havel, Havelland und Potsdam	Grasschnitt aus Potsdam-Mittelmark und Teltow-Fläming
Kapazität der HTC-Anlage	55 000 Tonnen aufbereitete Frischmasse/Jahr	55 000 Tonnen aufbereitete Frischmasse/Jahr	55 000 Tonnen aufbereitete Frischmasse/Jahr
Genutztes Biomassepotential	73 701 Tonnen Frischmasse/Jahr	75 621 Tonnen Frischmasse/Jahr	81 361 Tonnen Frischmasse/Jahr
Standort und Betreiber der HTC-Anlage	Müllheizkraftwerk Ruhleben (BSR)	Kohleheizkraftwerk Reuter West (Vattenfall)	Kompostierungsanlage in Jühnsdorf
Art und Standort der HTC-Kohle-Verbrennung	Einzelverbrennung am Standort der HTC-Anlage in einem neu errichteten Biomasse-Blockheizkraftwerk	Mitverbrennung im existierenden Kohleheizkraftwerk Reuter West	Mitverbrennung im existierenden Kohleheizkraftwerk Reuter West
Aufbereitung und Lagerung der Biomasse	Hennickendorf	Ahrensfelde, Brandenburg an der Havel, Nauen und Potsdam	Ludwigsfelde und Werder
Transportstufen	1. Stufe: Transport der BSR-Laubsäcke von den einzelnen Sammelstellen zu drei Zwischen-sammelstellen 2. Stufe: Transport der frischen Biomasse von den (Zwischen-)Sammelstellen zum Standort der Biomasseaufbereitung und -lagerung 3. Stufe: Transport der aufbereiteten Biomasse zur HTC-Anlage	1. Stufe: Transport der frischen Biomasse von den Sammelstellen zu den Standorten der Biomasseaufbereitung und -lagerung 2. Stufe: Transport der aufbereiteten Biomasse zur HTC-Anlage	1. Stufe: Transport der frischen Biomasse von den Sammelstellen zu den Standorten der Biomasseaufbereitung und -lagerung 2. Stufe: Transport der aufbereiteten Biomasse zur HTC-Anlage 3. Stufe: Transport der HTC-Kohle zum Standort der HTC-Kohle-Verbrennung

Quelle: Eigene Annahmen.

© DIW Berlin 2017

### Drei Szenarien für HTC-Kohle im Großraum Berlin

Die Fallstudie umfasst ein städtisches, ein ländlich-städtisches und ein ländliches Szenario. Alle drei Szenarien können gleichzeitig realisiert werden, da sie unterschiedliche Biomassen für die Herstellung der HTC-Kohle nutzen. Im städtischen Szenario werden nur Laub und Grasschnitt aus den Berliner Stadtbezirken verwendet, die von der BSR und den Grünflächenämtern gesammelt werden. Im ländlich-städtischen Szenario wird neben Laub und Grasschnitt aus den Sammlungen privater Garten- und Landschaftsbauunternehmen in den Berliner Stadtbezirken auch Grasschnitt aus Brandenburg an der Havel, Havelland und Potsdam herangezogen. Das ländliche Szenario beruht ausschließlich auf Grasschnitt aus Potsdam-Mittelmark und Teltow-Fläming.

In allen Szenarien wird die Biomasse in eine HTC-Anlage gespeist, die jährlich 55 000 Tonnen Frischmasse verarbeiten kann, die von Störstoffen wie Steinen, Sand und Plastik befreit ist. Da die Ausgangsbiomassen zu unterschiedlichen Graden mit solchen Materialien verunreinigt sind, benötigt das städtische Szenario pro Jahr 73 701 Tonnen Frischmasse (Tabelle), um 55 000 Tonnen aufbereitete Frischmasse zu erhalten. Im länd-

lich-städtischen und ländlichen Szenario sind es jährlich je 75 621 Tonnen beziehungsweise 81 361 Tonnen Frischmasse.

Neben dem geografischen Ursprung der Biomasse unterscheiden sich die Szenarien auch dahingehend, wo und von wem die HTC-Anlage errichtet wird, wo und wie die HTC-Kohle verfeuert wird, wo die Biomasse für die HTC-Kohle-Herstellung aufbereitet und gelagert wird und welche Transportstufen es dementsprechend gibt.

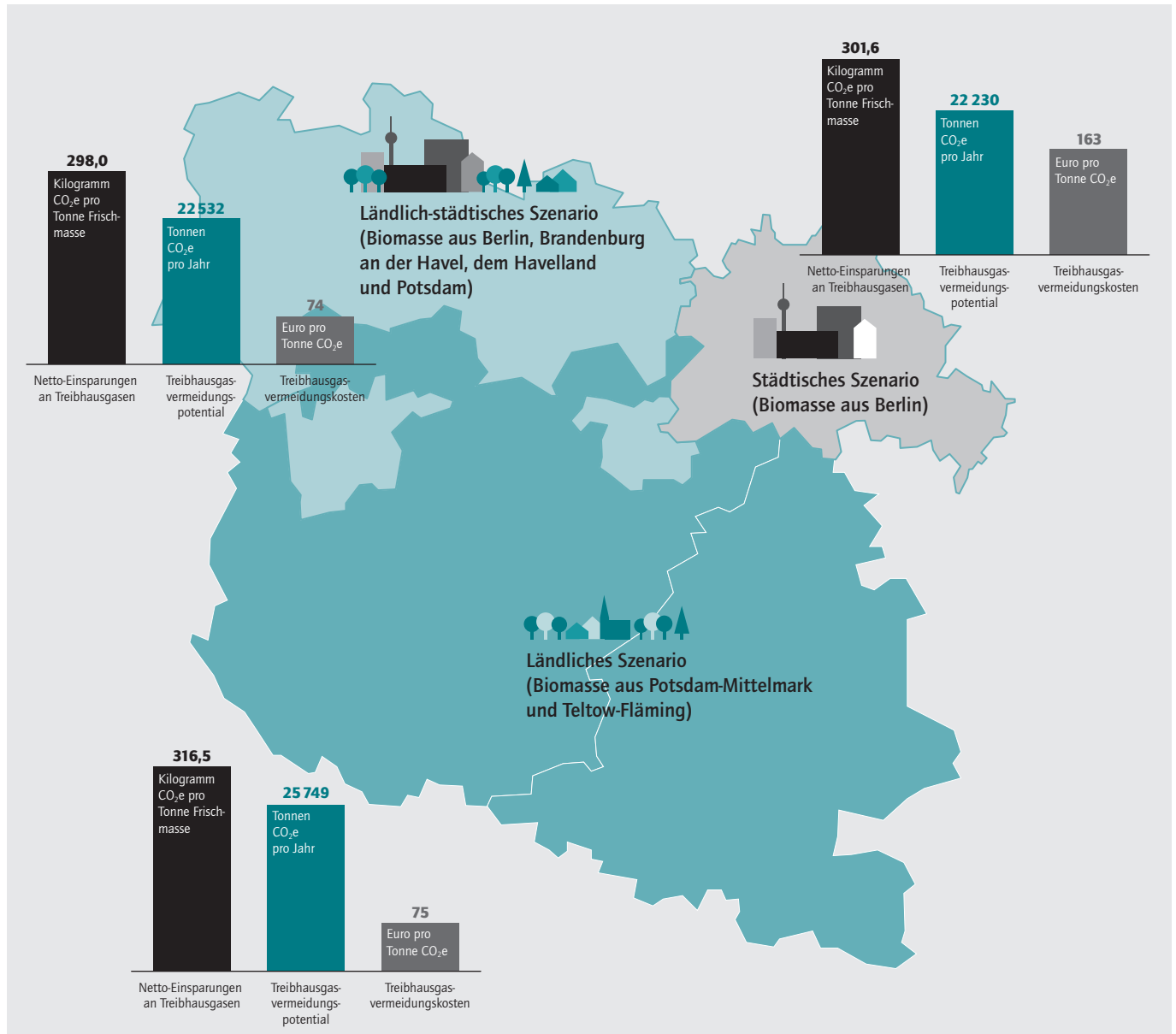
Im städtischen Szenario nehmen wir an, dass die BSR die HTC-Anlage am Standort des Müllheizkraftwerks Ruhleben betreibt. An gleicher Stelle wird ein Biomasse-Blockheizkraftwerk zur Einzelverbrennung der HTC-Kohle errichtet. Aufgrund von Platzmangel am Standort Ruhleben wird die Biomasse außerhalb Berlins aufbereitet und gelagert. Das logistische Konzept umfasst einen dreistufigen Biomasse-Transport, der nicht nur der externen Aufbereitung und Lagerung der Biomasse geschuldet ist, sondern auch den unterschiedlichen Sammelweisen der städtischen Biomasse Rechnung trägt (lose Sammlungen, Laubsäcke).

Im ländlich-städtischen Szenario ist Vattenfall als Betreiber der HTC-Anlage am Standort des Kohleheizkraft-



Abbildung 1

# Treibhausgasvermeidungspotentiale und -kosten der drei HTC-Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2017

Mitverbrennung im bestehenden Kohlekraftwerk senkt Kosten im ländlich-städtischen und ländlichen Szenario.

werks Reuter West vorgesehen. Dort wird die HTC-Kohle zur Substituierung von Steinkohle mitverbrannt. Die Aufbereitung und Lagerung der Biomasse erfolgt an verschiedenen Standorten außerhalb Berlins. Da nicht zwischen losen Sammlungen und Laubsäcken unterschieden wird, ist allerdings nur ein zweistufiges logistisches Konzept für den Biomasse-Transport vorgesehen.

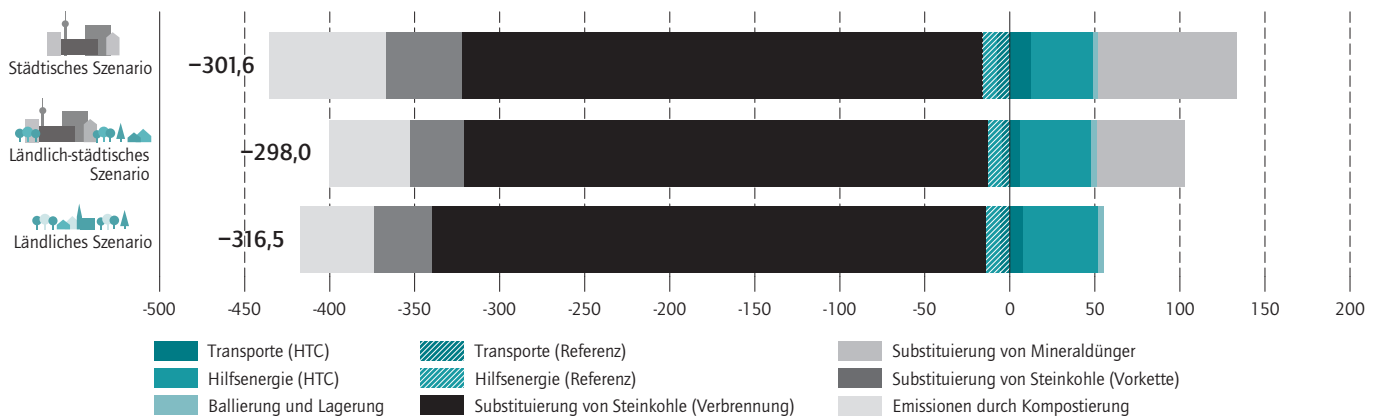
Im ländlichen Szenario wird die HTC-Anlage schließlich von einer Kompostierungsanlage in Jühnsdorf, Brandenburg, betrieben. Nach ihrer Herstellung gelangt die HTC-Kohle zur Mitverbrennung ins Kohleheizkraftwerk Reuter West. Aufbereitung und Lagerung der Biomasse erfolgen an zwei Orten in Brandenburg. Das logistische Konzept umfasst zwei Stufen für den Transport der Bio-



Abbildung 2

## Netto-Einsparungen an Treibhausgasen

Lebenszyklus-Emissionen der HTC-Szenarien abzüglich der Referenz-Emissionen, in Kilogramm CO<sub>2</sub>e pro Tonne Frischmasse



Anmerkung: Die Szenarien basieren auf unterschiedlichen jährlichen Biomasse-Inputs (siehe Tabelle).

Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2017

Der Großteil der CO<sub>2</sub>e-Reduktion kommt durch die Substituierung der Steinkohle zustande.

masse und eine weitere Stufe für den Transport der HTC-Kohle.

Allen Szenarien ist gemein, dass die HTC-Kohle Steinkohle zur Erzeugung von Strom und Wärme im Kohleheizkraftwerk Reuter West ersetzt. Zur Vergleichbarkeit der Szenarien gilt dies insbesondere auch im städtischen Szenario, obwohl die HTC-Kohle dort nicht unmittelbar im Kohleheizkraftwerk Reuter West, sondern in einem Biomasse-Blockheizkraftwerk verbrannt wird. Da ein Großteil der Grünabfälle im Großraum Berlin kompostiert wird,<sup>12</sup> besteht die Referenznutzung der Biomasse in allen Szenarien aus der Kompostierung der Grünabfälle und ihrer anschließenden Bodeneinarbeitung zur Substituierung von Mineraldünger.

## Positives Treibhausgasvermeidungspotential von HTC-Kohle

Entzieht man die in den drei Szenarien betrachteten Grünabfälle der Kompostierung und nutzt sie stattdessen zur Herstellung von HTC-Kohle, die Steinkohle in der Energiegewinnung ersetzt, kann ein positiver Beitrag zur Treibhausgasvermeidung geleistet werden. Konkret

spart man mit der HTC-Kohle im städtischen Szenario netto 301,6 Kilogramm CO<sub>2</sub>e<sup>13</sup> pro Tonne Frischmasse (Abbildung 1). Im ländlich-städtischen Szenario sind es 298,0 Kilogramm CO<sub>2</sub>e pro Tonne Frischmasse und im ländlichen Szenario 316,5 Kilogramm CO<sub>2</sub>e pro Tonne Frischmasse. Der Großteil der Treibhausgasreduktionen kommt dabei durch die Substituierung von Steinkohle zustande (Abbildung 2). Der Wegfall der Kompostierung, die trotz der Ersetzung von Mineraldünger inklusive aller Transporte und Hilfsenergie mit Netto-Emissionen verbunden ist, leistet ebenfalls einen positiven, wenn auch geringen Beitrag. Emissionsquellen sind dagegen die mit der Herstellung von HTC-Kohle verbundenen Transporte, die Ballierung und Lagerung der Biomasse sowie sonstige Hilfsenergie.

Basierend auf den in der Tabelle genannten Mengen an Biomasse, die jährlich in HTC-Kohle umgewandelt werden könnten, beläuft sich das Treibhausgasvermeidungspotential des städtischen Szenarios auf 22 230 Tonnen CO<sub>2</sub>e pro Jahr. Im ländlich-städtischen Szenario könnten jährlich 22 532 Tonnen CO<sub>2</sub>e vermieden werden. Im ländlichen Szenario sind es jährlich 25 749 Tonnen CO<sub>2</sub>e. Über alle Szenarien hinweg beträgt das aggregierte Treibhausgasvermeidungspotential von HTC-Kohle im Großraum Berlin somit 70 511 Tonnen CO<sub>2</sub>e pro Jahr. Dies

<sup>12</sup> Thomas Schwillig et al. (2011): Abfallwirtschaftskonzept für das Land Berlin (nach Zustimmung des Abgeordnetenhauses vom 12. Mai 2011): Planungszeitraum 2010 bis 2020. Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz, Berlin (online verfügbar).

<sup>13</sup> Um die Treibhauspotentiale unterschiedlicher Treibhausgase vergleichbar zu machen, werden sie in Kohlenstoffdioxidäquivalente umgerechnet.



entspricht ungefähr 1,6 Prozent der Treibhausgaseinsparungen in Höhe von 4,3 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>e pro Jahr, die notwendig sind, um die Treibhausgasemissionen Berlins von ihrem Niveau des Jahres 2005 (ungefähr 21,9 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>e) auf das für das Jahr 2020 angestrebte Ziel von jährlich 17,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>e zu senken.<sup>14</sup>

Das aggregierte Treibhausgasvermeidungspotential von HTC-Kohle ist vergleichbar mit den Emissionsreduktionen in Höhe von jährlich 67 874 Tonnen CO<sub>2</sub>e, die in Berlin durch Energiesparpartnerschaften zur Steigerung der Energieeffizienz in öffentlichen Gebäuden erreicht wurden.<sup>15</sup> Es ist jedoch deutlich geringer als viele andere Maßnahmen zur Treibhausgasvermeidung. So wird zum Beispiel dem Austausch von herkömmlichen Heizkesselanlagen durch dezentrale Blockheizkraftwerke ein Treibhausgasvermeidungspotential in Höhe von bis zu 280 000 Tonnen CO<sub>2</sub>e pro Jahr zugerechnet.<sup>16</sup> Noch größere Einsparpotentiale könnten durch die energetische Sanierung von privaten Gebäuden realisiert werden.<sup>17</sup>

### **HTC-Kohle ist aktuell nicht konkurrenzfähig, ihre Treibhausgasvermeidungskosten ähneln jedoch teilweise den Schadenskosten des Klimawandels**

Zur ökonomischen Bewertung von Maßnahmen zur Treibhausgasvermeidung wie der HTC-Kohle eignen sich die so genannten Treibhausgasvermeidungskosten. Sie geben an, wie teuer es ist, mit Hilfe des Einsatzes von HTC-Kohle eine Tonne CO<sub>2</sub>e einzusparen. Zu ihrer Berechnung werden zunächst von den Kosten eines HTC-Szenarios die Kosten des entsprechenden Referenzszenarios abgezogen. Die entstandene Kostendifferenz (in Euro pro Jahr) wird anschließend durch die Emissionen (in Tonnen CO<sub>2</sub>e pro Jahr) geteilt, die durch die Abkehr vom Referenzszenario zum HTC-Szenario eingespart werden.

Nach den vorliegenden Berechnungen ist die Realisierung der Treibhausgasvermeidungspotentiale in den drei Szenarien mit unterschiedlichen Treibhausgasvermeidungskosten verbunden. So fallen im städtischen Szenario pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub>e Kosten von 163 Euro an (Abbildung 1). Im ländlich-städtischen Szenario und im ländlichen Szenario belaufen sie sich dagegen nur auf 74 Euro beziehungsweise 75 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e.

Sowohl das ländlich-städtische Szenario als auch das ländliche Szenario wären somit ab einem angenommenen Preis von knapp über 75 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e wirtschaftlich durchführbar. Es zeigt sich damit einerseits, dass HTC-Kohle zu CO<sub>2</sub>-Preisen von ungefähr 5 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>, wie sie durchschnittlich im Jahr 2016 im Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) gegolten haben, nicht mit fossiler Kohle konkurrieren kann.<sup>18</sup> Andererseits reflektieren die aktuellen CO<sub>2</sub>-Preise nicht die zu erwartenden Schäden durch den unverminderten Treibhausgasausstoß. Um diese Schadenskosten des Klimawandels zu berücksichtigen, werden in einer Studie von Wolfram Krewitt und Barbara Schlomann 70 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> als bester Schätzwert vorgeschlagen.<sup>19</sup> Das Umweltbundesamt empfiehlt, 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> anzusetzen.<sup>20</sup> Obwohl die den ermittelten Werten zugrunde liegenden Schätzungen stark streuen und jegliche Bezifferung von Schadenskosten unter großem Vorbehalt steht, da viele unbekannte Variablen im Spiel sind,<sup>21</sup> bewegen sich die Treibhausgasvermeidungskosten beider Szenarien zumindest im Bereich der hier genannten Schadenskosten.

Eine Zerlegung der Treibhausgasvermeidungskosten in ihre Kostenbestandteile (Abbildung 3) zeigt, dass das ländlich-städtische Szenario und das ländliche Szenario vor allem deshalb geringere Treibhausgasvermeidungskosten als das städtische Szenario aufweisen, da sie von einer Mitverbrennung der HTC-Kohle in einem bestehenden Kohleheizkraftwerk ausgehen. Im städtischen Szenario wird dagegen angenommen, dass die HTC-Kohle in einem neu errichteten Biomasse-Blockheizkraft-

<sup>14</sup> André Suck et al. (2011): Energiekonzept 2020. Erstellt für Senatsverwaltung für Wirtschaft, Technologie und Frauen, Berlin (online verfügbar).

<sup>15</sup> Suck et al. (2011), a. a. O.

<sup>16</sup> Suck et al. (2011), a. a. O.

<sup>17</sup> Suck et al. (2011), a. a. O.

<sup>18</sup> Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen zum Beispiel die folgenden Studien: Gerd Eberhardt et al. (2011): Rentabilität der Hydrothermalen Karbonisierung unter besonderer Berücksichtigung von Transportkosten. Berichte über Landwirtschaft 89 (3), 400-424; Berit Erlach, Benjamin Wirth und George Tsatsaronis (2011): Co-production of electricity, heat and biocoal pellets from biomass: A techno-economic comparison with wood pelletizing. Proceedings of the World Renewable Energy Congress 2011, Linköping, Sweden, May 8-13, 2011, 508-515; Jan Stemmann, Berit Erlach und Felix Ziegler (2013): Hydrothermal carbonisation of empty palm oil fruit bunches: Laboratory trials, plant simulation carbon avoidance, and economic feasibility. Waste and Biomass Valorization 4 (3), 441-454.

<sup>19</sup> Wolfram Krewitt und Barbara Schlomann (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).

<sup>20</sup> Umweltbundesamt (Hrsg.) (2014, aktualisiert): Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr: Empfehlungen des Umweltbundesamtes. Die Angaben des Umweltbundesamtes beziehen sich auf die Kaufkraft des Jahres 2010.

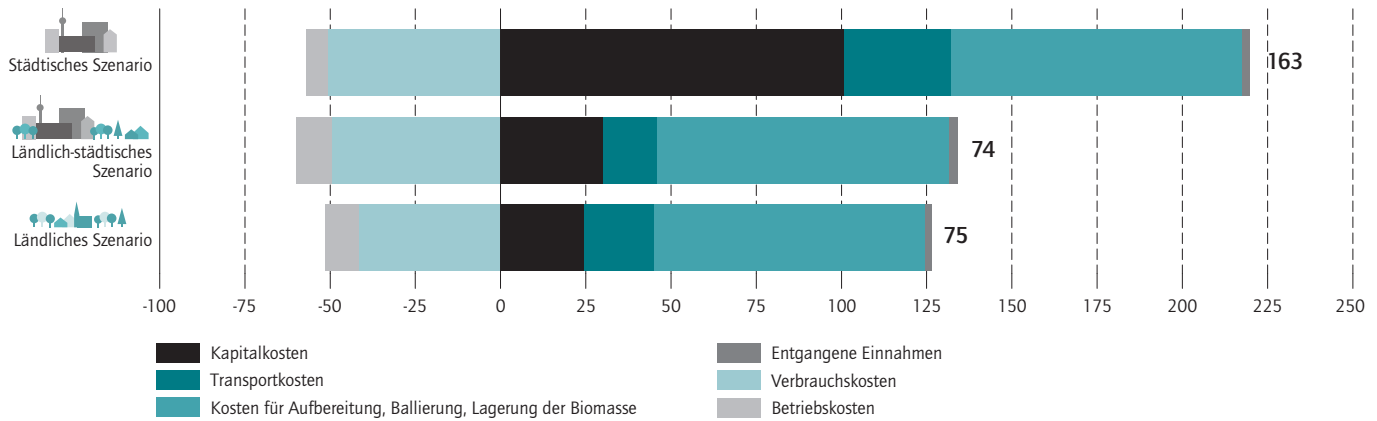
<sup>21</sup> Krewitt und Schlomann (2006), a. a. O.; Umweltbundesamt (2014, aktualisiert), a. a. O.; Jeroen C. J. M. van den Bergh und W. J. Wouter Botzen (2014): A lower bound to the social cost of CO<sub>2</sub> emissions. Nature Climate Change 4, 253-258.



Abbildung 3

### Bestandteile der Treibhausgasvermeidungskosten

In Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e



Anmerkung: Die Angaben für jede Kostenkategorie beziehen sich auf die Kosten der HTC-Szenarien abzüglich der Referenz-Kosten, dividiert durch die jährliche Einsparung an Emissionen.

Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2017

Höhere Kapital- und Transportkosten schlagen im städtischen Szenario zu Buche.

werk verbrannt wird, welches die Kapitalkosten erhöht.<sup>22</sup> Dem städtischen Szenario liegt außerdem ein komplexeres Logistikkonzept zugrunde, welches die Transportkosten relativ zum ländlich-städtischen und ländlichen Szenario erhöht. In allen drei Szenarien verursachen die Aufbereitung und die Lagerung der Biomasse erhebliche Kosten. Da HTC-Kohle darüber hinaus mit geringeren Verbrauchs- und Betriebskosten verbunden ist als das Referenzszenario (Steinkohleverbrennung sowie Kompostierung und Bodeneinarbeitung), werden diese als Kosteneinsparungen dargestellt. Entgangene Einnahmen, hauptsächlich aus dem Verkauf von Kompost, fallen kaum ins Gewicht.

Die Literatur hat mit unseren Ergebnissen vergleichbare Treibhausgasvermeidungskosten für HTC-Kohle errechnet. Insbesondere die Kosten des ländlich-städtischen und ländlichen Szenarios ähneln denen für HTC-Kohle aus Bioabfällen in Höhe von 81,28 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e.<sup>23</sup> Die Kosten des städtischen Szenarios liegen dagegen etwas oberhalb derjenigen für HTC-Kohle aus Pappel-Holzhackschnitzeln, die sich im Bereich von

115,75 bis 135,14 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e bewegen.<sup>24</sup> Darüber hinaus sind die Treibhausgasvermeidungskosten in allen drei Szenarien geringer als diejenigen, die bei der Biogasherstellung aus Bioabfällen (190 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e)<sup>25</sup> beziehungsweise aus Mais und Mais-Rindergülle-Mixturen in Brandenburg (288 bis 674 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>e) anfallen.<sup>26</sup>

### Fazit: HTC-Kohle kann die Ausstiegsphase aus fossiler Kohle klimafreundlicher gestalten

Aus dem Vergleich der drei Szenarien lässt sich schließen, dass der Standort der HTC-Anlage sowie das zugrunde liegende logistische Konzept für die Rentabilität der HTC-Kohle von Bedeutung sind. Kostenvorteile durch die Errichtung einer HTC-Anlage am Ort der HTC-Kohle-Verbrennung müssen zum Beispiel gegen einen erhöhten Transportbedarf und eingeschränkte Lagerkapazitäten für die Biomasse abgewogen werden. Vor allem ist aber die Nutzung eines exis-

<sup>22</sup> Bei einer alternativen Mitverbrennung der HTC-Kohle im Kohleheizkraftwerk Reuter West würden die Treibhausgasvermeidungskosten im städtischen Szenario ein ähnliches Niveau aufweisen wie in den beiden anderen Szenarien.

<sup>23</sup> Erlach, Wirth, Tsatsaronis (2011), a. a. O. Die Angaben beziehen sich auf 2009.

<sup>24</sup> Erlach, Wirth, Tsatsaronis (2011), a. a. O. Die Angaben beziehen sich auf 2009.

<sup>25</sup> Christiane Hennig und Marek Gawor (2012): Bioenergy production and use: Comparative analysis of the economic and environmental effects. Energy Conversion and Management 63, 130-137.

<sup>26</sup> Lukas Scholz, Andreas Meyer-Aurich und Dieter Kirschke (2011): Greenhouse gas mitigation potential and mitigation costs of biogas production in Brandenburg, Germany. AgBioForum 14 (3), 133-141.



tierenden Kohleheizkraftwerks zur Mitverbrennung der HTC-Kohle preiswerter als die Errichtung eines neuen Biomasse-Blockheizkraftwerks zu deren Einzelverbrennung. Dies zeigt, dass HTC-Kohle insbesondere als eine Möglichkeit infrage kommt, den Treibhausgasausstoß bestehender Kohlekraftwerke zu senken und damit die Ausstiegsphase aus fossiler Kohle klimafreundlicher zu gestalten.

Zu aktuellen CO<sub>2</sub>-Preisen rechnet sich dies jedoch nicht. Im Hinblick auf den positiven Beitrag der HTC-Kohle zur Treibhausgasvermeidung und die Treibhausgasvermeidungskosten, die zumindest teilweise den empfohlenen

Kostensätzen zur Internalisierung von Klimafolgeschäden entsprechen, wäre die Möglichkeit einer politischen Förderung der HTC-Kohle jedoch näher zu untersuchen. Zum einen kommen hierbei erhöhte CO<sub>2</sub>-Preise in Betracht, welche die Schadenskosten bei unverminderten Treibhausgasemissionen besser abbilden. Dies könnte zum Beispiel durch höhere Preise für Emissionszertifikate im EU-Emissionshandel erreicht werden oder durch die aktuell diskutierten Mindestpreise für Treibhausgasemissionen. Zum anderen könnte die Einzel- oder Mitverbrennung von HTC-Kohle auch direkt gefördert werden, beispielsweise im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

**Jakob Medick** war Studentische Hilfskraft am DIW Berlin. Die Studie basiert auf seiner Masterarbeit | [medick@dw-reco.com](mailto:medick@dw-reco.com)

**Isabel Teichmann** ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [iteichmann@diw.de](mailto:iteichmann@diw.de)

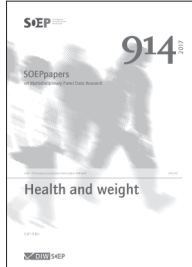
**Claudia Kemfert** ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [ckemfert@diw.de](mailto:ckemfert@diw.de)

JEL: Q42, Q51, Q54

**Keywords:** Hydrothermal carbonization, HTC coal, climate change, renewable energy, biomass, waste management, life cycle



SOEP Papers Nr. 914  
2017 | Olaf Hübler



## Health and Weight

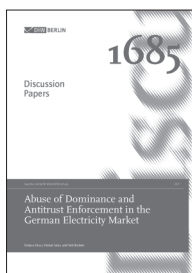
Many studies have shown that obesity is a serious health problem for our society. Empirical analyses often neglect a number of methodological issues and relevant influences on health. This paper investigates empirically whether neglecting these items leads to systematically different estimates. Based on data from the German Socio-Economic Panel, this study derives the following results. (1) Many combinations of weight and height lead to the same health status. (2) The relationship between health and body mass index is nonlinear. (3) Underweight strengthens individual health and severe obesity has a clear negative impact on health status. Underweight women are more affected than men but obese men are hit harder than women.

(4) The hypothesis has to be rejected that weight has an exogenous influence on health. (5) A worse health status is linked with weight fluctuations and deviations between desired and actual working hours. (6) A healthy diet and long but not too long sleeping contribute to a good health status. Moreover, a good parental education and a high parental social status act favorably on health as does personal high income. (7) Four of the big five components of personality, namely openness, extraversion, conscientiousness and agreeableness, contribute to resilience against health problems.

[www.diw.de/publikationen/soeppapers](http://www.diw.de/publikationen/soeppapers)



Discussion Papers Nr. 1685  
2017 | Tomaso Duso, Florian Szücs, Veit Böckers



## Abuse of Dominance and Antitrust Enforcement in the German Electricity Market

In 2008, the European Commission investigated E.ON, a large and vertically integrated electricity company, for the alleged abuse of a joint dominant position by strategically withholding generation capacity. The case was settled after E.ON agreed to divest 5,000 MW generation capacity as well as its extra-high voltage network. We analyze the effect of these divestitures on German wholesale electricity prices. Our identification strategy is based on the observation that energy suppliers have more market power during peak periods when demand is high.

Therefore, a decrease in market power should lead to convergence between peak and off-peak prices. Using daily electricity prices for the 2006–2012 period and controlling for cost and demand drivers, we find economically and statistically significant convergence effects after the implementation of the Commission's decision. Furthermore, the price reductions appear to be mostly due to the divestiture of gas and coal plants, which is consistent with merit-order considerations. Placebo regressions support a causal interpretation of our results.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)







Prof. Dr. C. Katharina Spieß, Leiterin der Abteilung Bildung und Familie am DIW Berlin und Professorin für Bildungs- und Familienökonomie an der Freien Universität Berlin.

# Betreuung in Kindertageseinrichtungen: Ein Bundesqualitätsgesetz muss her!

---

Es tut sich viel im Bereich der Kindertagesbetreuung. Gemeinden, Länder und auch der Bund nehmen immer mehr Geld in die Hand – soweit dies angesichts des Kooperationsverbots in der Finanzverfassung zulässig ist. Der Kita-Ausbau geht voran, auch wenn der Bedarf gerade im Bereich der Betreuung von unter drei Jahre alten Kindern immer noch nicht gedeckt ist. Nachdem der Fokus zunächst auf dem quantitativen Ausbau lag, rückt nun zunehmend auch die Qualität der Kinderbetreuung in den Mittelpunkt. Bund und Länder haben im November 2014 gemeinsam einen Prozess zur Weiterentwicklung der Qualität der Kindertagesbetreuung verabredet. 2016 haben sie einen ersten Zwischenbericht ihrer Arbeit vorgelegt und im Mai dieses Jahres hat sich die Jugend- und Familienministerkonferenz mehrheitlich auf Eckpunkte für ein Qualitätsentwicklungsgesetz verständigt. Vorgesehen ist, dass die Länder entsprechend ihrer Entwicklungsbedarfe Handlungsziele und -felder auswählen. Mit mehreren spezifischen Bundesprogrammen fördert zudem das Bundesfamilienministerium die Qualitätsentwicklung. All das geht in die richtige Richtung, denn auch bildungsökonomische Studien belegen, dass die grundsätzlich hohe Rendite früher Bildungs- und Betreuungsangebote nur dann realisiert werden kann, wenn es sich um qualitativ hochwertige Angebote handelt.

Eines ist allerdings noch nicht so recht erkennbar: Wie kann der Flickenteppich aus unterschiedlichen Qualitätsstandards abgeschafft werden, damit Kinder unabhängig von ihrem Wohnort und ihrem sozioökonomischen Hintergrund in Deutschland eine Kita mit einem Mindestmaß an Qualität besuchen können? Denn wenn jedes Bundesland seine eigenen Handlungsfelder festsetzt, ist nicht mit Sicherheit ausgeschlossen, dass letztlich doch wieder große Unterschiede das Ergebnis sind. Vielmehr wäre ein Bundesqualitätsgesetz mit einheitlichen Mindeststandards sinnvoll.

Die große Vielfalt unterschiedlicher Qualitätsstandards auf regionaler Ebene ist bereits weitgehend bekannt. Nicht alle Länder regeln beispielsweise verbindlich die Qualifikation der Fachkräfte oder die Gruppengrößen. Und selbst wenn es entsprechende Regelungen gibt, variieren diese erheblich zwischen den Ländern. Hinzu kommt ein weniger bekannter Befund: Kinder mit unterschiedlichem sozioökonomischem Hintergrund teilen sich in qualitativ gute und weniger gute Kitas auf. So sind Kinder mit Migrationshintergrund im Mittel häufiger in Einrichtungen mit einer relativ schlechteren pädagogischen Qualität. Auch hier könnten bundesweite Mindeststandards helfen, die verbindlich für alle Regionen gelten. Die Betonung liegt dabei auf „verbindlich“: Je strikter und verbindlicher Qualitätsstandards ausgelegt sind, desto eher können sie zum Beispiel Effekte des sozialen Umfelds ausgleichen – dafür gibt es Hinweise aus der empirischen Forschung.

Ein Bundesqualitätsgesetz sollte von der nächsten Bundesregierung konkret angegangen werden. Was in diesem Gesetz stehen sollte, dazu gibt es bereits eine Vielzahl an Überlegungen. Noch völlig offen, gleichzeitig aber sehr entscheidend für den Erfolg einer solchen Reform, ist, wie Eltern die Qualität einer Kindertageseinrichtung beurteilen sollen, bevor sie ihr Kind dorthin schicken. Denn fest steht: Selbst wenn es Mindeststandards gibt, wird nicht jede Kita die gleiche Betreuungsqualität anbieten. Eltern können diese nur unzureichend einschätzen – dies belegen Studien auf Basis unterschiedlicher Befragungen. Die Debatte um ein Bundesqualitätsgesetz könnte also auch gleich damit verbunden werden, welche Instrumente Eltern in die Hand gegeben werden, um die Qualität verschiedener Angebote zu bewerten. Ratingsysteme oder andere Instrumente zur Qualitätserkennung sollten verbindlich festgeschrieben werden, damit wirklich alle Eltern die Qualität einer Kindertageseinrichtung bewerten können.

Dieser Kommentar ist in ähnlicher Form am 20. September u. a. in der Saarbrücker Zeitung erschienen.