

Hubertus Bardt / Esther Chrischilles

Marktwirtschaftliche Stromerzeugung und Energiewende

Ein integriertes Optionsmarktmodell für
erneuerbare und fossile Energiequellen

Positionen

Beiträge zur Ordnungspolitik
aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Hubertus Bardt / Esther Chrischilles

Marktwirtschaftliche Stromerzeugung und Energiewende

Ein integriertes Optionsmarktmodell für
erneuerbare und fossile Energiequellen

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie. Detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://www.dnb.de> abrufbar.

ISBN 978-3-602-24161-3 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-602-45961-2 (E-Book|PDF)

Herausgegeben vom Institut der deutschen Wirtschaft Köln

Grafik: Dorothe Harren

© 2014 Institut der deutschen Wirtschaft Köln Medien GmbH

Postfach 10 18 63, 50458 Köln

Konrad-Adenauer-Ufer 21, 50668 Köln

Telefon: 0221 4981-452

Fax: 0221 4981-445

iwmedien@iwkoeln.de

www.iwmedien.de

Druck: Hundt Druck GmbH, Köln

Inhalt

1	Die Energiewende braucht Wettbewerb	4
2	Wettbewerb auf dem Strommarkt heute	7
2.1	Fortschritte der Marktöffnung seit 1998	8
2.2	Wettbewerbsferne Elemente nehmen zu	15
3	Herausforderungen der Energiewende für den Wettbewerb	21
3.1	Erneuerbare Energien: Förderung nach einem reformierten EEG?	21
3.2	Fossile Kapazitäten: Förderung durch Kapazitätsmärkte?	28
4	Ein integriertes Optionsmodell für den Strommarkt	32
4.1	Ziele für ein Marktdesign	33
4.2	Das Optionsmarktmodell	35
4.3	Förderung erneuerbarer Energien im Transformationsprozess	44
5	Handlungsempfehlungen	48
	Literatur	50
	Kurzdarstellung / Abstract	53
	Die Autoren	54

1

Die Energiewende braucht Wettbewerb

Die Energiewende ist ein grundlegender ordnungspolitischer Eingriff in die Energieversorgung und vor allem in die Stromerzeugung. Damit wird politisch auf eine Struktur Einfluss genommen, die sich in den letzten Jahrzehnten bereits stark verändert hat. Dies gilt besonders für das Leitbild und die Rolle des Wettbewerbs in der Stromwirtschaft. Hier sind verschiedene Phasen zu unterscheiden (Bardt, 2005; Gröner, 1975):

- **Gründung im Wettbewerb.** Die ersten Jahre des Aufbaus von Anlagen zur Stromerzeugung und der Nutzung von Strom in elektrischen Geräten waren geprägt von privatwirtschaftlicher Initiative. Der Absatz elektrischer Geräte konnte nur gelingen, wenn eine entsprechende Stromversorgung vorhanden war. So wurden auf private Initiative erste lokale Strukturen eines Stromsystems geschaffen.
- **Ausbau im Monopol.** Erst ab Ende des 19. Jahrhunderts etablierten sich kommunale Unternehmen zur Stromerzeugung. Mit der Entwicklung großtechnischer Anlagen und weiträumiger Übertragungsmöglichkeiten entstand eine zentral strukturierte Stromversorgung, die einem starken staatlichen Einfluss unterlag. Sie war weitgehend geprägt von großen, integrierten Versorgungsunternehmen und ihren Tochtergesellschaften. Diese Versorger boten verschiedene Systemfunktionen – das heißt die Erzeugung, den Transport, die Verteilung und auch den Vertrieb des Stroms – aus einer Hand an. Charakteristisch waren außerdem staatliche Eigentümerstrukturen, regionale Gebietsmonopole und eine staatliche Preisregulierung, die dem Prinzip einer Kosten-Plus-Regulierung folgte. So konnten die Kosten der Stromerzeugung einschließlich einer als angemessen angesehenen Rendite an die Verbraucher weitergegeben werden. Wettbewerb um Kunden fand nicht statt. Aufgrund dieses fehlenden Anreizes wurden mögliche Effizienzverbesserungen nicht realisiert.
- **Liberalisierung und Öffnung für den Wettbewerb.** Nach mehreren vergeblichen Versuchen der Öffnung der europäischen Strommärkte kam es Ende der 1990er Jahre zu einer umfangreichen Marktöffnung. In Deutschland wurde diese mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 und in weiteren Liberalisierungsschritten umgesetzt. Charakteristisch für die wettbewerbliche Marktordnung sind die Privatisierung der wichtigsten Unternehmen, die Auflösung der Gebietsmonopole, die Einrichtung einer Strombörse und damit die Einführung von Wettbewerb auf der Erzeugungsebene

und um den Endverbraucher. Voraussetzung dafür war ein diskriminierungsfreier Zugang zum Leitungsnetz. Dieser wurde geschaffen, um den Wettbewerb auf anderen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Handel, Vertrieb) überhaupt erst zu ermöglichen (Ströbele et al., 2012, 229 ff.).

- **Energiewende.** Mit der Energiewende wurden verschiedene Grundlagen der Stromwirtschaft neu definiert. Dazu gehören die politischen Vorgaben zum Ausstieg aus der Kernenergie und das Ziel, den Strombedarf maßgeblich durch erneuerbare Energien (EE) zu decken. Neben dem Ordnungsrecht ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das zentrale Element, mit dessen Hilfe der Umbau der Stromversorgung gelingen soll. Damit werden wesentliche Parameter des Stromangebots dem Wettbewerb entzogen. Das gilt beispielsweise für die Durchsetzung bestimmter Technologien. Aber auch der für eine Marktordnung entscheidende Preismechanismus für Strom wird durch die Förderung zunehmend gestört. In der Folge kommt es zu einer Zurückdrängung des Wettbewerbs als Ordnungsprinzip am Strommarkt.

Mit der Energiewende ist eine Zäsur für die Energie- und vor allem für die Stromversorgung in Deutschland verbunden, aus der sich folgende zentrale Herausforderungen ergeben:

- Abschalten der Kernkraftwerke nach einem festgelegten Zeitplan bis zum Ende des Jahres 2022;
- Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen Anteil an der Stromerzeugung von mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 sowie entsprechende Zwischenziele für jedes Jahrzehnt;
- neue Anforderungen an Speichermöglichkeiten von Strom und an die Stromnetze, die sich aus der eher dezentralen Produktionsstruktur aus intermittierenden Quellen ergeben, sowie Flexibilisierung der übrigen Kraftwerke und der Nachfrage;
- Erhöhung der Energieeffizienz in der Stromnutzung, um den Verbrauch zu senken und die Ausbauziele schneller zu realisieren.

Die Energiewende verschiebt die Relationen im energiewirtschaftlichen Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien wird vornehmlich das Ziel der Umweltverträglichkeit verfolgt. Mithilfe der Technologieförderung sollen Möglichkeiten entwickelt und implementiert werden, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Insofern zielt die Energiewende primär auf eine Verbesserung der Umweltbilanz des Energiesystems ab (Bardt, 2010; IW Köln, 2010).

Aber auch die beiden anderen Ziele des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks müssen im Rahmen der Energiewende beachtet und dürfen nicht als vernachlässigbare Nebenbedingungen angesehen werden. Die Sicherung der Stromversorgung – etwa im Sinne der Netzstabilität – muss weiterhin gewährleistet sein. Die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen stellt die Netze jedoch auf eine Belastungsprobe. Stromausfälle sind mit erheblichen potenziellen Schäden verbunden. Aber auch kürzere Strom- und Spannungsschwankungen bedeuten für Industrieprozesse, dass Produktion ausfällt, halbfertige Teile vernichtet werden müssen, Anlagen stillstehen oder schlimmstenfalls beschädigt werden. Zwar ist für die verschiedenen Nachfrager die Versorgungssicherheit in unterschiedlichem Ausmaß wichtig. Aber auch bei uneinheitlichen Anspruchsniveaus ist eine hohe Versorgungssicherheit ein wichtiges Ziel der Energiepolitik.

Die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung ist ebenfalls im Blick zu behalten. Mit dem Abschalten der Kernkraftwerke werden bestehende Stromerzeugungskapazitäten mit niedrigen variablen Kosten aus dem Markt genommen. Gleichzeitig werden mit den erneuerbaren Energien besonders teure Technologien mithilfe der staatlich vorgeschriebenen Förderung nach dem EEG installiert. Unter dem Strich sind die staatlich getriebenen Aufschläge auf den Strompreis über die letzten Jahre deutlich gestiegen. Daraus ergeben sich Mehrbelastungen für private Haushalte, aber auch Zusatzkosten und daraus resultierende Wettbewerbsprobleme für Unternehmen mit hohem Energieverbrauch. Eine Energiewende, welche die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Verbraucher überschreitet, müsste als gescheitert angesehen werden (Bardt/Kempermann, 2013).

Die Energiewende stellt das Stromsystem vor umfangreiche Herausforderungen, die sich in zwei generelle Aufgaben zusammenfassen lassen. Zum einen sind Innovationen zwingend, die beispielsweise die Preise für erneuerbare Energien senken, ihre Steuerbarkeit erhöhen und Speicher- oder Ausgleichsmöglichkeiten verbessern. Zum anderen wird eine möglichst hohe Effizienz benötigt, um die Ziele der Energiewende zu angemessenen Preisen zu erreichen. Eine überteuerte Energiewende ist nicht tragbar.

Wettbewerb um die besten Ideen und die günstigsten Lösungen bietet die Anreize für Verbesserungen, die für eine erfolgreiche Energiewende benötigt werden. Ohne Wettbewerb lassen sich technologische Lösungen zwar konzipieren. Für ihre innovative und effiziente Umsetzung sind wettbewerbliche Strukturen jedoch zwingend notwendig. Mit anderen Worten: Eine erfolgreiche Energiewende wird es nur im Wettbewerb geben.

2

Wettbewerb auf dem Strommarkt heute

Der Strommarkt blickt auf eine lange und wechselvolle Tradition unterschiedlicher ordnungspolitischer Leitbilder zurück. Zumeist dominierten monopolistische Strukturen und strenge Regulierung. Zuletzt konnte der Wettbewerb auf einem offenen deutschen Strommarkt stärker wirken.

Die beiden Pole – Markt und Wettbewerb auf der einen Seite und staatliche Regulierung auf der anderen – stehen dabei nicht zwingend im Widerspruch zueinander (Bardt, 2012). Generell gilt: Märkte wären ohne grundlegende Regelwerke nicht funktionsfähig. Schon die Möglichkeiten zur Durchsetzung von Verträgen und zum Schutz des Eigentums basieren auf einer staatlichen Struktur. Auch in einer wettbewerblichen Ordnung ist der Strommarkt auf Regeln für einen funktionierenden Wettbewerb angewiesen. Auf einem idealisierten Wettbewerbsmarkt werden Angebot und Nachfrage in der Regel durch einen markträumenden Preis in Übereinstimmung gebracht. Auf diese Weise erhalten Erzeuger effiziente Produktions- und Investitionsanreize und Verbraucher die Möglichkeit einer ihren Präferenzen entsprechenden Konsumentenscheidung. Auf dem Strommarkt gibt es jedoch einige wettbewerbliche Besonderheiten, die unabhängig von den gegenwärtigen Herausforderungen durch die Energiewende berücksichtigt werden müssen (Ströbele et al., 2012):

- **Stromnachfrage und -angebot sind relativ unelastisch.** An der Kapazitätsgrenze ist das Angebot an elektrischer Energie in der kurzen Frist vollkommen preisunelastisch, da nur bereits einsatzbereite Kraftwerke Strom anbieten können. Je nach Technologie brauchen neue Kraftwerke zwischen zwei und sechs Jahre bis zur Fertigstellung. Auch die Stromnachfrage ist kurzfristig zum Teil unelastisch. Der Grenznutzen (Nachfrage) der Verbraucher variiert zwar je nach Tages- oder Jahreszeit sowie je nach Wochentag (saisonale, wöchentliche, tägliche Zyklen), jedoch reagiert nur ein Teil der Nachfrage in der kurzen Frist auf Preissignale am Großhandelsmarkt. Das liegt vor allem daran, dass der Verbrauch kaum zeitabhängig gemessen oder abgerechnet wird. Dass ein Teil der Kunden möglicherweise nicht gewillt sein dürfte, Strom über einen bestimmten (Spitzenlast)Preis hinaus zu beziehen, wird nicht hinreichend abgebildet (Müsgens/Peek, 2011). Zudem ist Strom nur in geringem Umfang bis gar nicht substituierbar.
- **Zeitliche Gleichheit von Angebot und Nachfrage.** Damit es nicht zu Netzzusammenbrüchen kommt, müssen Produktion und Verbrauch von Strom

zeitlich zusammenfallen. Eine Entkopplung von Produktion und Verbrauch ist kaum möglich, unter anderem da Strom nur in begrenztem Umfang großtechnisch speicherbar ist. Aufgrund der wenig elastischen Nachfrage, die nur ungenau prognostiziert werden kann, muss traditionell immer ein Überschuss an Kapazität vorgehalten werden. Andernfalls müssten unvorhergesehene Rationierungen vorgenommen werden.

- **Netzgebundenheit und natürliches Monopol.** Ein funktionierender Strommarkt setzt ein spezifisches Transport- und Verteilernetz voraus, was einerseits den Ausgleich von Preisen in verschiedenen regionalen Märkten erschwert. Andererseits unterliegen diese Netze weitgehend den Bedingungen eines natürlichen Monopols. Das heißt, dass das Netz nur von einem Anbieter am wirtschaftlichsten betrieben werden kann. Um den Netzzugang aller Marktteilnehmer zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber jedoch staatlich reguliert werden.

- **Externe Effekte.** Bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wird Kohlendioxid (CO₂) freigesetzt. Diese Emissionen entfalten klimaschädigende Wirkungen. Dieser externe Effekt wird zunächst nicht in die Entscheidungen der Marktteilnehmer einbezogen. Vielmehr muss auch die Internalisierung von solchen externen Effekten durch staatliche Eingriffe erfolgen.

Regulierung ist also in gewissem Maß Voraussetzung für Markthandeln. Regulierung kann aber wettbewerbliche Strukturen auch zerstören. So war bis zur Marktöffnung Ende der 1990er Jahre kein Wettbewerb auf den verschiedenen Ebenen des Stromsektors gegeben. Im Zuge der Energiewende liegt die Gefahr vor allem darin, dass Regulierungen Marktmechanismen nicht nutzen oder ergänzen, sondern ersetzen. Marktprozesse sind jedoch erforderlich, um die Innovationen hervorzubringen und die Effizienzniveaus zu ermöglichen, die für die Energiewende unverzichtbar sind. Die Gestaltung eines verlässlichen und wettbewerbsorientierten Ordnungsrahmens gehört daher zu den zentralen Herausforderungen der Energiepolitik. Eine reine Prozesspolitik unter Vernachlässigung der Ordnungspolitik wird den Anforderungen der Energiewende nicht gerecht.

2.1 Fortschritte der Marktöffnung seit 1998

Der Strommarkt ist heute kaum mehr vergleichbar mit der Situation von vor 1998. Damals arbeiteten voll integrierte Unternehmen in ihren jeweiligen Gebietsmonopolen. Stromerzeugung, Stromtransport und Vertrieb waren in einer Hand. Kunden konnten nicht zwischen verschiedenen Anbietern wählen, Kraftwerke standen nur im unternehmensinternen Wettbewerb mitein-

ander. Durch die Preisregulierung, die im Sinne einer Kosten-Plus-Regulierung nicht Kostensenkungen, sondern eher Kostensteigerungen belohnte, konnten Effizienzfortschritte und Innovationen nur in begrenztem Umfang hervorgebracht werden.

Seit der Marktöffnung, die in mehreren Schritten über einen längeren Zeitraum vollzogen wurde, hat der Wettbewerb auf dem Strommarkt erheblich zugenommen (Schiffer, 2010, 244 ff.). Dabei ist die Situation auf den drei Ebenen unterschiedlich einzuschätzen:

- **Erzeugung.** Strom wird von einer Reihe von Unternehmen erzeugt und anschließend verkauft. Dabei spielt eine funktionierende und liquide Strombörse als Handelsplattform eine wesentliche Rolle. Der weiter ansteigende Marktanteil kleinerer Unternehmen stärkt den Wettbewerb.
- **Transport.** Strom kann nur über Leitungsnetze transportiert werden. Diese Netze nehmen daher eine Schlüsselstellung im Wettbewerb ein. Mit der Regulierung durch die Bundesnetzagentur wird ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz gewährleistet, sodass hier keine relevanten Wettbewerbsbehinderungen bestehen.
- **Handel und Vertrieb.** Auf der Handels- und Vertriebsstufe herrscht reger Wettbewerb zwischen zahlreichen Anbietern, die ihren Strom entweder selbst produzieren oder am Markt einkaufen. Entscheidend ist, dass alle Kunden die Möglichkeit haben, sich den jeweils besten Anbieter auszuwählen und zu ihm zu wechseln. Weder Privat- noch Industriekunden sind an ihren lokalen Anbieter gebunden.

Erzeugung

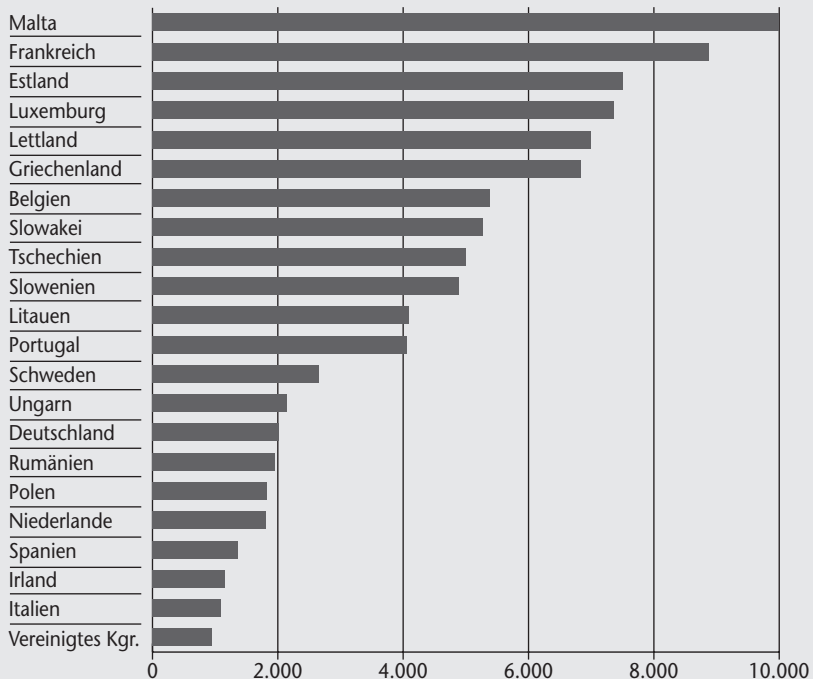
Unter dem wettbewerblichen Druck und der Notwendigkeit, Kostensenkungspotenziale ausschöpfen zu müssen, kam es zunächst zu einem Konzentrationsprozess. Die Zahl der großen Verbundunternehmen reduzierte sich von neun auf die „großen Vier“. Besonders stark kritisiert wird daher die Wettbewerbssituation bei der Energieerzeugung. Zwar haben die größten Erzeuger in Deutschland immer noch eine starke Stellung. Ihre Bedeutung ist jedoch deutlich zurückgegangen. Mit dem weiteren Abschalten der Kernkraftwerke werden die großen Versorger weiter an Gewicht verlieren. Der größte Erzeuger kam im Jahr 2010 gerade einmal auf einen Marktanteil von 28,4 Prozent.

Der internationale Vergleich zeigt, dass der Wettbewerb in Deutschland besser vorangekommen ist als in vielen anderen Ländern der EU. Der Herfindahl-Hirschman-Index misst die Konzentration in einem Markt (als

Wettbewerbsintensität bei der Stromerzeugung

Abbildung 1

Unternehmenskonzentration auf nationalen Märkten gemessen mit dem Herfindahl-Hirschman-Index



Der Herfindahl-Hirschman-Index gibt an, wie stark die Unternehmenskonzentration in einem Markt ist. Bei einem Wert von 10.000 gibt es nur einen Anbieter (Monopolist).

Quelle: EU-Kommission, 2012

Summe der quadrierten Marktanteile). Mit 2.021 von maximal 10.000 Punkten ist die Konzentration hierzulande geringer als in der Mehrheit der betrachteten EU-Länder (Abbildung 1). Ganz anders ist die Situation beispielsweise in Frankreich. Hier kommt ein Großunternehmen im Staatseigentum immer noch auf einen Marktanteil von 86,5 Prozent. Der Einfluss dieses Fast-Monopolisten führt dazu, dass der Herfindahl-Hirschman-Index für Frankreich bei 8.880 Punkten liegt.

Von einem funktionierenden Wettbewerb auf dem französischen Strommarkt kann damit kaum die Rede sein. Für andere europäische Anbieter ist es kaum möglich, in diesen monopolistisch strukturierten Markt einzutreten, selbst wenn dies formal zulässig ist. Gleichzeitig wird das Monopol genutzt, um industrielle Verbraucher mit besonders günstigem Strom zu versorgen.

Die Zusammenschlüsse der Netze Deutschlands und Österreichs sowie das Central Western European Market Coupling, das die Märkte und Netze von Deutschland, Frankreich und den Beneluxstaaten verbindet, sind erste Schritte hin zu einem erweiterten relevanten Markt. Auf einem solchen vergrößerten Markt wäre die Unternehmenskonzentration viel geringer und der Wettbewerb schärfer als auf national abgegrenzten Märkten.

Transport

Ermöglicht wurde der Wettbewerb auf den drei Ebenen in Deutschland auch durch eine Aufspaltung der zuvor integrierten Unternehmen, sodass vor allem die Netze seitdem diskriminierungsfrei geführt werden. Mit der Trennung der Wertschöpfungsstufen (Unbundling) werden wettbewerblich unterschiedlich zu behandelnde Bereiche differenziert. So sind im Infrastrukturbereich des Netzes aufgrund seiner Struktur als natürliches Monopol spezifische Regulierungen erforderlich, die Wettbewerb simulieren und Diskriminierung verhindern. Erzeugung sowie Handel und Vertrieb können hingegen wettbewerblich organisiert werden, ohne dass eine spezifische Preisregulierung geboten wäre – die allgemeinen Regeln des Wettbewerbsrechts und dabei die Missbrauchskontrolle sowie technische Regulierungen sind aber auch hier notwendig. Eine Variante des Unbundlings ist die buchhalterische Trennung der Bereiche, wodurch Diskriminierungen und Quersubventionierungen der wettbewerblichen Dienste durch Monopolrenten aus der Infrastruktur offengelegt und damit kontrolliert werden. Eine striktere Variante ist die rechtliche Entflechtung, die zur Ausgründung des Netzbetriebs in eigene, rechtlich selbstständige Gesellschaften führt. Am weitesten gehen die organisatorische Trennung der Bereiche, bei der beispielsweise personelle Verflechtungen abgebaut werden, und die eigentumsrechtliche Trennung, also der Verkauf des Netzes oder der anderen Strommarktaktivitäten an Dritte.

Handel und Vertrieb

Der Strom(groß)handel wurde durch die Einrichtung einer Strombörse belebt. Hier erfolgt der Ausgleich von Angebot und Nachfrage mittlerweile über miteinander verbundene, aber klar abgrenzbare Teilmärkte (Ströbele et al., 2012, 254 ff.):

- **Terminmarkt.** Über Terminmärkte können Strommengen über eine Vorlaufzeit von bis zu sechs Jahren, das heißt mit erwarteten durchschnittlichen Preisen für bestimmte Zeitperioden, gehandelt werden. Der Hauptteil des

Handels erfolgt außerbörslich über den sogenannten Over-the-Counter-Handel (OTC) mit spezifischen Lastprofilen, bedingten und unbedingten Termingeschäften mit physischer oder finanzieller Erfüllung (Forwards/Optionen). Der andere Teil des Handels findet an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) mit standardisierten Produkten (Futures) statt. Diese unterscheiden sich zeitlich beispielsweise nach Jahren oder Quartalen sowie nach Base- (24 Stunden) und Peak-Produkten (8 bis 20 Uhr). Neben der physischen Erfüllung (tatsächliche Stromlieferung) ist auch eine nur finanzielle Absicherung möglich. Im OTC-Markt werden üblicherweise Forwardkontrakte mit physischer Erfüllung gehandelt (Schnorrenberg, 2006, 20). Dies dient dem optimierten Absatz eigener Erzeugungskapazitäten oder der ergänzenden Beschaffung.

- **Spotmarkt.** Kurzfristig wird Strom über den Spotmarkt (börslich und außerbörslich) gehandelt, wobei hier noch einmal zwischen dem Day-ahead-Markt und dem Intradaymarkt unterschieden werden muss. Auf dem Day-ahead-Markt werden Lieferungen für den nächsten Tag gehandelt. Fast alle kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanungen werden für den nächsten Tag getroffen. Hier können einzelne Stunden und geringere Mengen als auf Terminmärkten ge- und verkauft werden. Am selben Tag der Lieferung lassen sich noch bis zu 45 Minuten vorher auf dem Intradaymarkt Strommengen kaufen oder verkaufen. Anschließend melden die Marktteilnehmer Ein- und Ausspeisungen ihrer Bilanzkreise an den Übertragungsnetzbetreiber, der von da an die Kontrolle übernimmt und Über- oder Unterdeckungen auf dem Regulenergiemarkt auszugleichen versucht.
- **Markt für Regel- und Ausgleichsenergie.** Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind ab 45 Minuten vor physischer Lieferung in ihrer Regelzone (unterteilt in je 100 bis 200 Bilanzkreise mit je einem Bilanzkreisverantwortlichen) für das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch verantwortlich. Ungleichgewichte können sich beispielsweise durch Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler oder Einspeiseschwankungen aus dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und Sonnenenergie ergeben. Bei zu hoher oder zu niedriger Frequenz (Über- oder Unterspeisung) kommt es zu einem Netzzusammenbruch. Für solche Fälle beschafft der ÜNB in Auktionen Regelenergie (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve). Jedes Kraftwerk, das den zeitlichen Reaktionskriterien des Regulenergiemarktes entspricht und eine bestimmte Mindestleistung aufweist, kann hier in einem anonymisierten Ausschreibungsverfahren Energie anbieten. Dabei erhalten die günstigsten Leistungspreise den Zuschlag und werden

anschließend nach Arbeitspreisen geordnet abgerufen. Die Arbeitspreise müssen die Bilanzkreisverantwortlichen zahlen, die Leistungspreise werden auf die Netzentgelte aufgeschlagen.

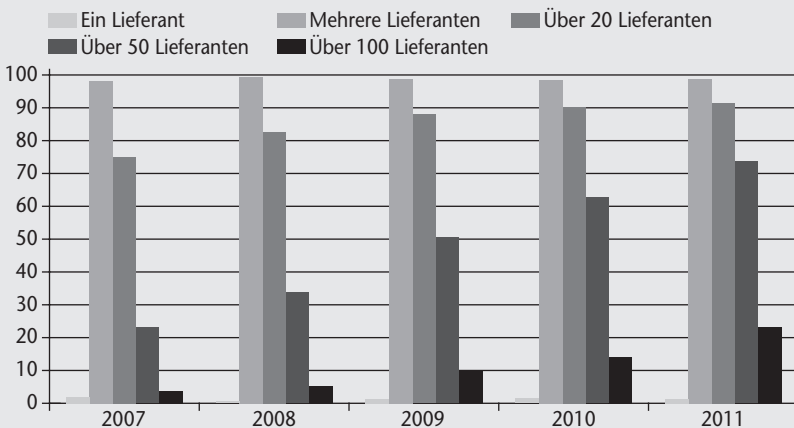
Der Endkundenpreis ergibt sich letztlich im Wettbewerb auf der Vertriebs-ebene. Voraussetzung dafür ist aber, dass die Kunden den Wettbewerb auch annehmen und sich den jeweils besten Versorger aussuchen. Die Möglichkeiten hierfür sind gegeben. Inzwischen sind in den meisten Regionen viele Anbieter tätig (Abbildung 2): Über 90 Prozent der Netzgebiete werden von mehr als 20 Lieferanten bedient, fast drei Viertel der Regionen sogar von mehr als 50 Anbietern. Und in knapp einem Viertel der Netzgebiete kann man als Kunde zwischen über 100 Angeboten auswählen. Auf einen Monopolanbieter sind Kunden hingegen nur in rund 1 Prozent der Netzgebiete angewiesen. Die Auswahlmöglichkeiten zwischen den Anbietern sind in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen.

Dennoch wird der Wettbewerb von vielen Verbrauchern nur unzureichend angenommen. Im Jahr 2011 waren 39,8 Prozent (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2013, 121) der Haushalte in der Grundversorgung beim heimischen Grundversorger, nach 43,5 Prozent im Vorjahr (BDEW, 2012, 10). Dies gilt als eine sehr teure Möglichkeit der Strombeschaffung. In einem anderen Vertrag beim Grundversorger waren weitere 43,4 Prozent (2010: 41 Prozent) der Haushalte. In der Regel ist damit aber nicht der günstigste Anbieter ge-

Auswahlmöglichkeiten für Haushaltskunden

Abbildung 2

Anteil der Netzgebiete nach Anzahl der möglichen Stromlieferanten, in Prozent



Quelle: Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2013, 117

wählt, denn das ist der kommunale Versorger in den seltensten Fällen (Monopolkommission, 2011, 285 ff.). Erst 16,8 Prozent der Haushalte wurden 2011 von anderen Stromlieferanten als vom Grundversorger beliefert – 1,3 Prozentpunkte mehr als im Vorjahr.

In einem marktwirtschaftlichen System müssen die Wettbewerbsbehörden Sorge dafür tragen, dass es einen fairen Zugang zum Stromnetz, keinen Missbrauch der Marktmacht auf den Erzeugermärkten und keine Manipulation an den Börsen gibt. Dies ist in den letzten Jahren weitestgehend gelungen. Während der Wettbewerb also zugenommen hat und die Liberalisierung des Strommarktes weit fortgeschritten ist, geriet die Privatisierung ins Stocken. Vielmehr nehmen staatliche Akteure auf dem Strommarkt einen immer größeren Raum ein (Nikogosian/Veith, 2010):

- Einige der großen privaten Stromerzeuger sind ganz oder teilweise in staatlichem Besitz. Zuletzt hat der Rückkauf von Anteilen am Stromkonzern EnBW durch das Land Baden-Württemberg den Einfluss der Politik noch weiter verstärkt.
- Die kommunalen Stadtwerke treten immer aktiver als Marktteilnehmer auf. Vor allem bei den Haushaltskunden haben sie sehr hohe Marktanteile. Gleichzeitig waren zahlreiche Investitionsprojekte von Stadtwerken in konventionelle und erneuerbare Erzeugungsstrukturen innerhalb und außerhalb des eigenen Versorgungsgebiets zu beobachten.
- In den letzten Jahren sind zahlreiche neue kommunale Unternehmen gegründet worden. Immer mehr Kommunen wollen damit selbst eine Rolle im Strommarkt spielen.
- Vielfach werden lokale Verteilnetze rekommunalisiert und von den kommunalen Energieversorgern betrieben. Damit wird ein erweiterter politischer Einfluss auf die Stromversorgung angestrebt, der mit der gebotenen Netzneutralität kaum zu vereinbaren ist.
- In Bezug auf die überregionalen Übertragungsnetze wird immer wieder die Gründung einer einheitlichen deutschen Netzgesellschaft mit einem signifikant hohen staatlichen Anteil diskutiert.

Die Tätigkeit öffentlicher Unternehmen ist keine direkte Behinderung des Wettbewerbs, sondern kann in einem schwach ausgeprägten Wettbewerb sogar belebend wirken. Dem Ordnungsverständnis einer primär privatwirtschaftlich gestalteten Wirtschaftsordnung entspricht dies jedoch nicht. Zudem ist darauf zu achten, dass der steigende Staatsanteil im Strommarkt den Wettbewerb als prägendes Ordnungsprinzip in der Stromwirtschaft nicht zurückdrängt (Bundeskartellamt, 2011b).

2.2 Wettbewerbsferne Elemente nehmen zu

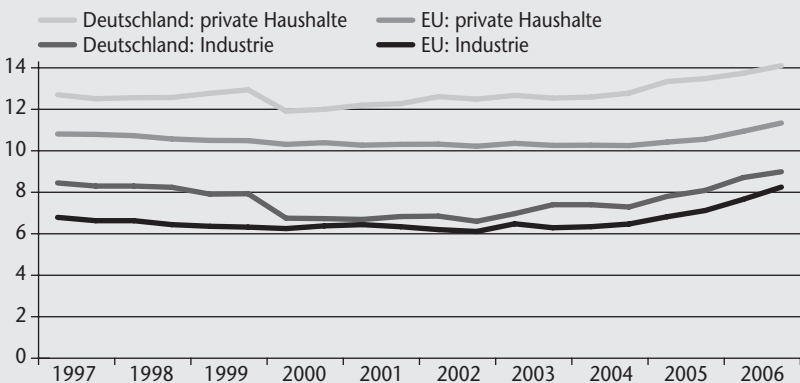
Wettbewerb ist erst seit anderthalb Jahrzehnten das prägende Ordnungsprinzip im Strommarkt. Nach Jahrzehnten des Monopols und der staatlichen Preisregulierung war die Marktöffnung nach 1998 eine grundlegende Veränderung der Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer. Zum ersten Mal war für Industrie- und Haushaltskunden die Möglichkeit zur Wahl des Anbieters gegeben, zum ersten Mal mussten sich die Versorger systematisch dem Wettbewerb stellen.

Für die Verbraucher hat sich der Wettbewerb positiv ausgewirkt. So kam es mit Beginn der Liberalisierung zu einem Preisrückgang von 1 bis 1,2 Cent zwischen 1999 und 2000 (Abbildung 3). In der Rest-EU war der Effekt in dieser Form nicht zu verzeichnen. Der einen Effizienzfortschritt induzierende Wettbewerbsdruck, der sich in dem Preisrückgang gezeigt hat, war von erheblichem Vorteil für die Verbraucher, auch wenn Abgabensteigerungen die Kostenvorteile schnell wieder zunichtegemacht haben. Im Jahr 2005 wurde in Deutschland das alte Preisniveau (ohne Steuern) wieder erreicht.

Trotz der positiven Erfahrungen mit einem nach dem wettbewerblichen Ordnungsprinzip gestalteten Strommarkt dominieren seit einigen Jahren Entwicklungen, die den Wettbewerb wieder einschränken. Gerade die Energiewende droht den Wettbewerb zu schwächen, obgleich die effizienzsteigernde und innovationsfördernde Wirkung des Wettbewerbs für eine erfolgreiche Energiewende unverzichtbar ist.

Entwicklung der Strompreise seit der Marktöffnung Abbildung 3

Strompreis ohne Steuern, in Cent je Kilowattstunde



Quelle: Eurostat, 2011

Der in den letzten Jahren gewachsene Wettbewerb wird auf unterschiedlichen Ebenen und mit unterschiedlichen spezifischen Hintergründen und Motiven zurückgefahren. Der wesentliche Treiber dieser Entwicklung ist die zentralstaatlich eingeleitete Energiewende. Dabei wird mit ordnungsrechtlichen Mitteln, besonders aber auch mit Subventionszahlungen und Abnahmegarantien, Einfluss auf die Marktergebnisse genommen. Damit sollen bestimmte Technologien aus dem Markt genommen und neue in die Stromerzeugung integriert werden, auch wenn die Marktsignale dies als nicht effizient anzeigen.

Sowohl konventionelle fossile und kerntechnische Anlagen als auch die erneuerbaren Energien sind Einschränkungen des Wettbewerbs ausgesetzt. Neben dem Erzeugungsmarkt der Kraftwerke drohen auch auf der Verteilenebene zum Endverbraucher Wettbewerbsbeschränkungen. Aber auch angrenzende Märkte, vor allem die Preissteuerung auf dem Markt für CO₂-Emissionsrechte, werden immer wieder durch neue Regulierungsvorschläge beeinträchtigt.

Der dominierende Eingriff in den Wettbewerb liegt in der heutigen Förderung erneuerbarer Energien. Diese werden im Rahmen des EEG vor allem auf zwei Wegen gefördert:

- **Einspeisevergütung.** Für jede Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Quellen wird von den Netzbetreibern eine staatlich definierte feste Vergütung gezahlt, die teilweise deutlich über dem schwankenden Marktpreis für Strom liegt. Die Vergütung nimmt keine Rücksicht darauf, welchen Wert der Strom zum Zeitpunkt der Einspeisung hat, ob er also zur Versorgung benötigt wird oder ob gerade Strom im Überfluss vorhanden ist. Der eingespeiste Strom wird von den Netzbetreibern am Spotmarkt verkauft. Die Differenz aus Einspeisevergütung und Verkaufserlös wird im Rahmen der EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt.

- **Einspeisevorrang.** Strom, der aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt und nach dem EEG gefördert wird, muss vorrangig in das Netz eingespeist werden. Dies bedeutet, dass im Fall einer Überproduktion zunächst konventionelle Quellen abgeschaltet werden müssen. Für die geförderten Anlagen leiten sich daraus Entschädigungsregelungen ab. Der Einspeisevorrang steht in engem Zusammenhang mit der Einspeisevergütung. Wenn nur ein Marktpreis zu zahlen wäre, würden die erneuerbaren Energien nicht zu den garantierten Sätzen eingekauft werden. In einem Marktsystem könnten Solar- und Windanlagen kurzfristig zu Grenzkosten von nahezu null anbieten, weil sie sehr niedrige variable Kosten aufweisen, und sich damit am Markt durchsetzen. Dies würde einen Einspeisevorrang obsolet werden lassen.

Mit staatlich festgelegter Einspeisevergütung und dem Einspeisevorrang wird der Markt der Stromerzeugung in zwei Teile geteilt:

- Bei einem Teil des Angebots müssen die Erzeuger auf Preissignale reagieren und in einem Umfeld mit schwankenden Preisen einen für die Finanzierung der Erzeugungsanlagen auskömmlichen Umsatz erzielen. Sie sind dem Absatz- und dem Preisrisiko ausgesetzt. Der Marktpreis kann hier die Rolle spielen, eine knappheitsgerechte Nutzung der jeweils effizientesten Anlagen zu ermöglichen.
- Für den anderen Teil des Angebots spielen Preissignale keine Rolle. Knappheitspreise können keine zusätzliche Nutzung oder Abschaltung von Anlagen signalisieren. Die Erzeuger haben kein Absatz- und kein Preisrisiko. Hier sind die Preise staatlich administriert, die Mengen passen sich entsprechend an.

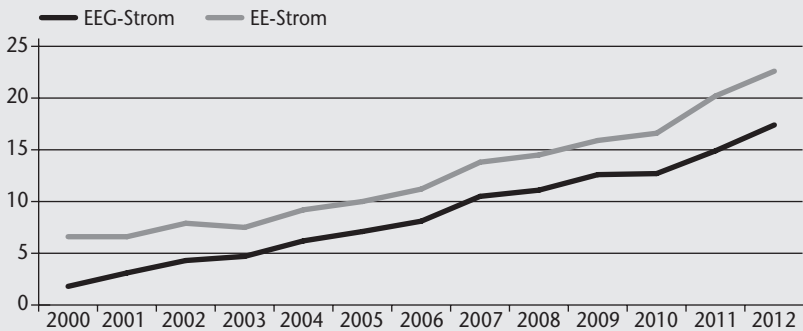
Während der erste Teil des Angebots nach dem marktwirtschaftlichen, wettbewerblichen Ordnungsprinzip organisiert ist, findet im zweiten Teil des Angebots kein Wettbewerb statt. Hier dominieren planwirtschaftliche Ordnungselemente.

In den letzten Jahren ist der Anteil der wettbewerblichen Stromproduktion laufend gesunken, da der staatlich geförderte Anteil der wettbewerbsfernen Stromproduktion stetig gestiegen ist (Abbildung 4). So hat der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zwischen 2001 und 2012 von 6,6 Prozent auf 22,6 Prozent zugenommen. Der über das EEG geförderte Anteil beträgt 17,4 Prozent. Damit wird heute schon jede sechste Kilowattstunde Strom nach wettbewerbsfremden Kriterien erzeugt.

Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung

Abbildung 4

in Prozent



EEG-Strom: nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergüteter Strom aus erneuerbaren Energiequellen;

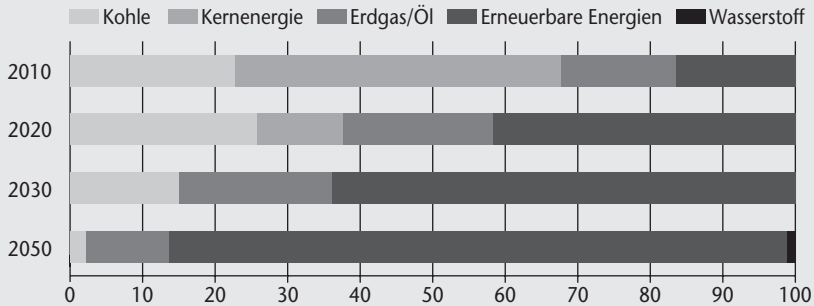
EE-Strom: insgesamt eingespeister Strom aus erneuerbaren Energiequellen.

Quellen: BDEW, 2013; AG Energiebilanzen, 2013; eigene Berechnungen

Stromerzeugungsmix

Abbildung 5

Anteile der verschiedenen Energieträger an der Stromerzeugung, in Prozent



Ab 2020: Prognose.
Quelle: DLR et al., 2012

Der Anteil EEG-geförderter Strommengen wird in den nächsten Jahren deutlich ansteigen, wenn es nicht zu veränderten Rahmenbedingungen kommt. Die zukünftigen Marktanteile erneuerbarer Energien sind über politische Zielsetzungen definiert worden und sollen im Jahr 2050 den Wert von mindestens 80 Prozent erreichen (Abbildung 5).

Selbst wenn sich der Anteil der erneuerbaren Energien erhöht, der ohne staatliche Unterstützung am Markt platziert werden kann, wird der Anteil geförderten Stroms an der Stromerzeugung deutlich zunehmen. Dabei hängt der Anteil der staatlich garantierten Produktion von den planwirtschaftlich gesetzten Zielen, aber auch von den Kostenentwicklungen für erneuerbaren und konventionellen Strom ab. Sollten konventionelle Quellen deutlich teurer und erneuerbare Energien systematisch günstiger werden, kann sich eine höhere Marktfinanzierung der erneuerbaren Energien ergeben. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die erneuerbaren Energien steuerbar werden und sie somit angeboten werden können, wenn die Preise entsprechend hoch sind. Wenn hingegen beispielsweise Photovoltaikstrom regelmäßig zur Mittagszeit die Stromerzeugung dominiert, sinken die Kosten so weit, dass nur niedrige Marktpreise erzielt werden können. Dann wäre eine Marktfinanzierung der erneuerbaren Energien noch schwieriger. Ohne eine Veränderung des Fördersystems wird es nicht mehr zu einer mehrheitlich wettbewerblichen Stromerzeugung kommen. Vielmehr werden staatlich definierte Vergütungen und daraus abgeleitete Umfragen für die Endverbraucher die Erzeugung dominierend beeinflussen.

Der Preis für Erzeugung, Transport und Vertrieb des Stroms lag für Haushalte 2013 bei 14,32 Cent je Kilowattstunde, bei der Industrie waren es 7,61 Cent.

Damit ist aber nur ein Teil des Strompreises beschrieben. Insgesamt machen die staatlichen Preisbestandteile heute gut die Hälfte des Strompreises für private Verbraucher aus. Bei Industrieverbrauchern liegt der Wert knapp unter der Hälfte, da bei ihrer Kostenbetrachtung die Mehrwertsteuer nicht berücksichtigt wird. Der andere Teil steht für eine Reihe von größeren und kleineren Abgaben. Schon bis 2018 könnten diese sich so entwickeln, dass der Staatsanteil des Strompreises bei Haushalten und Unternehmen beinahe 60 Prozent erreicht (Bardt/Chrischilles, 2013). Die Energiewende trägt dazu bei, dass der staatliche Strompreisanteil weiter zulegt. Dies gilt vor allem für die EEG-Umlage, die zwischen 2000 und 2013 von 0,2 Cent je Kilowattstunde auf 5,277 Cent angestiegen ist. Im Jahr 2014 beträgt die Umlage 6,24 Cent. Als staatliche Abgaben je Kilowattstunde Strom kamen 2013 hinzu (Tabelle 1):

- Die Konzessionsabgabe schlägt bei Privathaushalten mit 1,79 Cent zu Buche, bei der Industrie mit nur 0,11 Cent.
- Die Stromsteuer beträgt 2,05 Cent für Haushalte und 1,54 Cent für ein Industrieunternehmen.
- Haushalte müssen die Umsatzsteuer auf Stromerzeugungspreis und Abgaben in Höhe von 4,59 Cent entrichten.
- 0,329 Cent beziehungsweise 0,1 Cent müssen für die sogenannte § 19-Umlage zur Finanzierung von einer Netzentgeltbefreiung gezahlt werden.
- Für die Haftungsumlage für Offshore-Windenergie werden 0,25 Cent in Haushalten und 0,17 Cent in Unternehmen berechnet.
- Der Aufschlag zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Umlage) beträgt 0,126 Cent für Privatleute und 0,07 Cent für die Industrie.

Ab dem Jahr 2014 wird zudem eine Abschaltverordnungsumlage erhoben. Damit werden die Netzbetreiber für Vergütungszahlungen an Verbraucher kompensiert, die sich bereiterklärt haben, im Fall von kritischen Netzsituationen kurzfristig abgeschaltet zu werden. Die Umlage beträgt für alle Verbraucher 0,009 Cent.

Zusammensetzung des Strompreises

Tabelle 1

im Jahr 2013, in Cent je Kilowattstunde

	Haushalte	Industrie
Erzeugung, Transport, Vertrieb	14,32	7,61
Konzessionsabgabe	1,79	0,11
Stromsteuer	2,05	1,54
Umsatzsteuer	4,59	–
§ 19-Umlage	0,329	0,10
Offshore-Haftungsumlage	0,25	0,17
KWK-Umlage	0,126	0,07
EEG-Umlage	5,277	5,277
Insgesamt	28,73	14,88

Quelle: BDEW, 2013

Der verbleibende Markt für wettbewerblich erzeugten Strom ist in seiner Funktionsfähigkeit bedroht, da auch hier immer häufiger wettbewerbswidrige Ordnungselemente zum Zuge kommen. Ein vielfach diskutiertes Problem der als Back-up benötigten fossilen Kraftwerke liegt in der geringer werdenden Einsatzzeit, die nur dann zur Finanzierung der Investitionen ausreicht, wenn entsprechend hohe Preise in den relativ wenigen Einsatzstunden erzielt werden können. Auch hierfür werden Förderinstrumente diskutiert, die zumindest auf eine staatliche Definition der notwendigen Kapazitätsmengen hinauslaufen. Im schlechtesten Fall droht sowohl für die erneuerbaren Energien als auch für den konventionellen Kraftwerkspark eine kostenbasierte Preisregulierung, bei der Kosten erstattet und nicht Marktpreise erwirtschaftet werden.

Schon heute werden auch über das EEG hinaus prinzipiell wettbewerbliche Märkte durch staatliche Eingriffe oder durch entsprechende Vorschläge beeinflusst. Diese Maßnahmen und Ideen begrenzen den Wettbewerb und können als Teilschritte einer schleichenden Transformation hin zu einer stärker planwirtschaftlichen Stromwirtschaft interpretiert werden:

- **Abschaltverbot.** Für bestimmte Kraftwerke, die für die Netzstabilität als unverzichtbar eingeschätzt werden, kann bereits ein Abschaltverbot ausgesprochen werden, wodurch entsprechende Ausgleichszahlungen ausgelöst werden. Die Beschränkung des Marktaustritts stellt aber einen tiefen Eingriff in die unternehmerischen Entscheidungskompetenzen und zudem ein nicht unerhebliches Investitionsrisiko dar.
- **Zubaupflicht.** Als Gegenstück zum Abschaltverbot wurde vereinzelt auch eine Zubaupflicht für Kraftwerke vorgeschlagen. Eine solche Investitionsverpflichtung würde ebenfalls den Wettbewerb außer Kraft setzen.
- **Sicherung von Reserven durch die Bundesnetzagentur.** Die Bundesnetzagentur kann seit 2012 Verträge über bestimmte Reservekapazitäten schließen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Damit wird jedoch die Entscheidung über das Ausmaß der Versorgungssicherheit und deren Sicherstellung weitgehend in behördliche Verantwortung übertragen.
- **Preisregulierung auf der Verteilebene.** Auch der wettbewerblich strukturierte Markt auf der Verteilebene wird durch Vorschläge einer Preisregulierung bedroht, die als Reaktion auf eine vermeintliche Schwäche des Wettbewerbs gemacht werden.
- **Verstaatlichungen.** Vorschläge zur Verstaatlichung gibt es für Netzbetreiber und für Stromerzeuger. Damit würde der Wettbewerb, der auf Privateigentum und entsprechenden Einkommensinteressen basiert, erheblich geschwächt. Auf lokaler Ebene findet dies in Form der Rekommunalisierung statt.

- **Eingriffe in den Emissionshandel.** Auch für den Emissionshandel werden Eingriffe diskutiert, vor allem die (temporäre) Reduktion des Zertifikateangebots oder die Einführung von Mindestpreisen. Über die damit verbundenen Preiswirkungen hätte dies auch Auswirkungen auf das Marktergebnis im Strommarkt.

Nachdem der Wettbewerb in der Stromwirtschaft als Leitprinzip in den letzten Jahren gewirkt hat, drohen nun eine schrittweise Zurückdrängung marktwirtschaftlicher Elemente und eine zunehmende staatliche Planung der Stromwirtschaft.

3

Herausforderungen der Energiewende für den Wettbewerb

Mit der Energiewende stellt sich die Frage nach der Regelungslogik in der Energieversorgung und besonders in der Stromversorgung neu (SRU, 2013). Da die Ausweitung der erneuerbaren Energien ein politisch gewünschtes Ziel und kein spontanes Marktergebnis ist, bekommen staatliche Regelungsansätze zusätzliche Bedeutung. Dabei besteht jedoch die Gefahr, dass bewährte marktwirtschaftliche und wettbewerbliche Prinzipien auf dem Strommarkt nicht mehr ausreichend berücksichtigt werden. Zudem muss generell die Frage gestellt werden, ob ein bestimmter Anteil erneuerbarer Energien ein langfristig sinnvolles Ziel darstellt. Eine derartig detaillierte Technologieförderung durch Definition eines Marktergebnisses greift deutlich stärker in den Wettbewerb ein als das eigentliche Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen, das über den Emissionshandel verfolgt wird. Eine zusätzliche Technologieförderung kann daher nur eine temporäre Maßnahme darstellen.

3.1 Erneuerbare Energien: Förderung nach einem reformierten EEG?

Das EEG ist in die Diskussion geraten. Von unterschiedlichen Seiten werden grundlegende Reformen angemahnt, auch wenn der Inhalt der Reform oftmals unklar ist oder zumindest nicht einheitlich diskutiert wird. Übereinstimmung besteht darin, dass das EEG in einer ersten Marktphase bewirkt hat, dass erneuerbare Energien vermehrt in der Stromerzeugung eingesetzt werden. Ebenfalls ist Konsens, dass für Marktanteile von 20 Prozent und mehr eine Integration der erneuerbaren Energien in den Wettbewerb aber

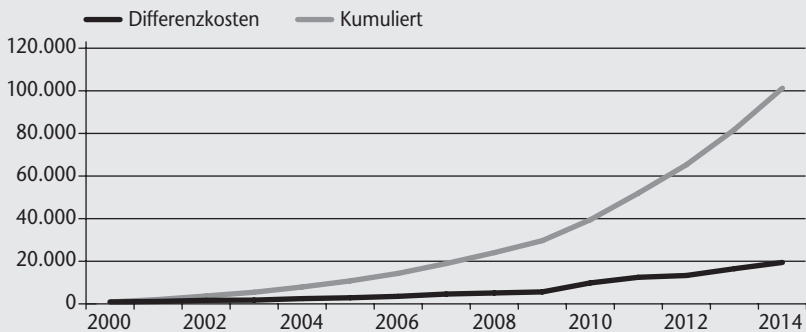
wünschenswert wäre. Die Förderung erneuerbarer Energien nach dem EEG steht heute vor einer Vielzahl von Herausforderungen:

- **Kosten.** Die Kosten des EEG sind in den letzten Jahren immer weiter gestiegen. Insgesamt dürften die Differenzkosten, also die Differenz zwischen den Verkaufserlösen am Strommarkt und den Zahlungen an die Anlagenbetreiber, im Jahr 2014 bei rund 19,4 Milliarden Euro liegen. Im Jahr 2008 waren es noch 5,1 Milliarden Euro. Seit 2000 sind insgesamt 101,2 Milliarden Euro an Subventionen ausgeschüttet worden (Abbildung 6). Die Anpassungsmechanismen für die Vergütungssätze haben nicht ausgereicht, um die Kosten zu reduzieren. Auch waren Kürzungen politisch nur schwer, reduziert und zeitverzögert durchzusetzen. Erst der sogenannte atmende Deckel in der Solarförderung, dem zufolge die Vergütungssätze je nach zugebauter Kapazität angepasst werden, hat dazu geführt, dass der Zubau sich im geplanten Rahmen bewegt. Für die Verbraucher bedeutet dies einen deutlichen Anstieg der EEG-Umlage von ursprünglich 0,2 Cent je Kilowattstunde und dann rund 1 Cent im ersten Jahrzehnt des EEG auf 3,5 Cent im Jahr 2011 bis inzwischen 5,277 Cent im Jahr 2013 und 6,24 Cent in 2014. Ein wesentlicher Teil dieser Umlage ist für Zahlungen für bestehende Anlagen vorgesehen, die noch bis zu 20 Jahre lang einen Förderanspruch geltend machen können. Eine Senkung dieser Belastung ist daher äußerst schwierig. Insgesamt belaufen sich die Zahlungsverpflichtungen für die Zukunft auf einen dreistelligen Milliardenbetrag. Allein für die Photovoltaik wird mit Gesamtkosten von rund 100 Milliarden Euro gerechnet (Frondel et al., 2012).

Fördervolumen nach dem EEG

Abbildung 6

Differenzkosten im Jahr und kumuliert, in Millionen Euro



Quellen: BDEW, 2013; Übertragungsnetzbetreiber, 2013

- **Ausnahmen.** Durch die steigenden Kostenbelastungen sind immer mehr Entlastungen einzelner Stromverbraucher von der vollen EEG-Umlage notwendig geworden, um industrielle Investitionen am Standort Deutschland zu erhalten und damit Arbeitsplätze und Einkommensquellen zu sichern. Hierzu zählen insbesondere stromintensive Unternehmen. Durch diese Freistellung sinkt die Strommenge, auf welche die Nettoförderkosten umgelegt werden können. Damit steigt die Umlage für den sonstigen Stromverbrauch um insgesamt rund 1 Cent je Kilowattstunde an.
- **Mengenfokussierung.** Die Anreize im EEG führen zur Maximierung der Stromerzeugung, aber nicht zur Maximierung des Werts der Stromerzeugung und damit auch nicht zu einer optimierten Nutzung der Anlagen im Gesamtsystem. Beispielsweise sollte unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht jede produzierte Kilowattstunde abgenommen und vergütet werden. Eine solche Abnahmegarantie würde nämlich maximal ausgebaute Netze und Speicher und zusätzliche Kosten erfordern. Umgekehrt wird die Bereitstellung gesicherter – immer verfügbarer – Kapazitäten nicht adäquat entlohnt, wenn zufällig produzierter Strom denselben Wert hat wie planbar produzierter Strom. Das EEG in seiner heutigen Form wird zu erheblichen Überkapazitäten und einer ineffizienten Aufteilung der Kapazitäten führen.
- **Technologieeffekt.** Durch die technologiespezifische Förderung sind relativ teure Technologien stark zugebaut worden. Auch dies hat zu dem überproportionalen Stromkostenanstieg geführt.
- **Schwankungen.** Fluktuierende Stromerzeugungsformen fordern mehr Systemdienstleistungen, etwa die Bereitstellung von negativer Regelleistung oder positiver Regelleistung. An dieser Mehrbelastung werden EEG-Anlagen nicht ausreichend beteiligt. Vor allem kurz- und mittelfristig sind konventionelle Kraftwerke, verbraucherseitiges Lastmanagement und der internationale Stromverbund die entscheidenden Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem.
- **Mitnahmeeffekte.** Fehlparametrisierungen wie beispielsweise bei der derzeitigen Ausgestaltung des Marktprämienmodells, das als Instrument zur Marktintegration der erneuerbaren Energien gedacht war, führen zu Mitnahmeeffekten.

Die Herausforderungen des EEG lassen sich nicht weiter mit einfachen Reparaturen und Veränderungen im Detail bewältigen. Vielmehr ist ein ordnungspolitischer Anspruch an eine grundlegende Reform der Förderung erneuerbarer Energien zu formulieren:

- 15 Jahre nach der Liberalisierung des deutschen Strommarktes sollten nicht maßgebliche Anteile im Stromversorgungssystem auf Basis kostenorientierter Garantieeinkommen finanziert werden können.
- EE-Anlagen müssen stärker am Erlösrisiko und am Vermarktungsrisiko beteiligt werden, beispielsweise durch die Bindung der Zahlungsströme an Knappheitssignale am Strommarkt (oder langfristig an deren gesicherten Kapazitätsbeitrag). Gefordert wird eine markt- und wertorientierte Vergütung erneuerbarer Energien, die zur Optimierung des Gesamtsystems anreizt.
- Erneuerbare Energien müssen zunehmend in den Wettbewerb untereinander treten, sodass verstärkt Effizienzpotenziale gehoben werden können. Über eine verbesserte Energieforschung kann die Energiewende durch mehr Technologieutralität geprägt werden.
- Die Tragfähigkeit der Lastenverteilung, die Ausnahmetatbestände und die Verteilungswirkungen sind sorgfältig zu prüfen. Wünschenswert wäre jedoch eine haushaltsabhängige Finanzierung, welche die Risiken der Förderung nicht weiterhin in unkontrollierter Dynamik auf die Stromverbraucher überwälzt (Bardt et al., 2012). Wettbewerbsnachteile wichtiger Industrien müssen weiterhin vermieden werden.
- Ein neues Gesetz muss einfacher und von weniger Einzelregelungen geprägt sein als das EEG. Zudem muss ein glaubhaftes Ausstiegsszenario aus dem Förderregime angelegt sein. Eine Förderung bestimmter Technologien kann keine Daueraufgabe sein. Eine Exit-Strategie wird dringend gebraucht.

Für die Erneuerung der Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung stehen zahlreiche Optionen zur Verfügung. Zu unterscheiden sind dabei zunächst einmal Reformen innerhalb des bestehenden Vergütungsmodells und die Schaffung eines vollständig neuen Systems für die erneuerbaren Energien.

Innerhalb des bestehenden Vergütungsmodells werden vor allem folgende Maßnahmen diskutiert:

- **Strompreisbremse.** Der Ansatz der Strompreisbremse der Bundesregierung (BMU/BMWi, 2013) sah neben einer Reduktion der Einspeisevergütung für Neuanlagen eine leichte Absenkung der Vergütung für Bestandsanlagen und eine Mehrbelastung der Unternehmen vor. Mit sinkenden Vergütungen für Neuanlagen kann der Bestand an Zahlungsverpflichtungen nicht reduziert, aber ein Wachstum der Belastungen begrenzt werden. Eine Senkung der Subventionen würde eine Reduktion fest zugesagter Förderungen für Bestandsanlagen erfordern. Die Mehrbelastung von Unternehmen, die bisher

teilweise von der EEG-Umlage befreit sind, kann kaum als Kostensenkung bezeichnet werden.

- **Steuerfinanzierung.** Die EEG-Umlage wird außerhalb der öffentlichen Haushalte erhoben und verteilt. Damit wird gegen den Grundsatz der Haushaltseinheit verstoßen. Eine parlamentarische Kontrolle der Fördervolumina kann so nicht ausreichend stattfinden. Eine zumindest partielle Steuerfinanzierung der EEG-Förderung würde die Chance eröffnen, die Lastverteilung zielgenauer zu gestalten (Bardt et al., 2012). Eine Entlastung der Stromverbraucher über eine partielle Übernahme der EEG-Kosten durch den öffentlichen Haushalt wäre systematischer als eine diskretionäre Senkung der Stromsteuer.

- **Technologieneutralität.** Aktuell werden EE-Technologien kostenorientiert vergütet. So können sich auch sehr teure Technologien durchsetzen. Alternativ könnten einheitliche Fördermodalitäten angewandt werden. Auf diese Weise würden sich kostengünstigere Optionen durchsetzen und stärker ausgeschöpft werden. Beispielsweise würde eine Verschiebung von Photovoltaik zu Onshore-Wind stattfinden. Technologien, die sich in einer Frühphase der Entwicklung befinden, könnten zeitlich begrenzt gesondert gefördert werden (zum Beispiel Offshore-Wind). Die Aufhebung der Technologiedifferenzierung ist auch in einem System mit garantierter Einspeisevergütung möglich. So würden EE-Technologien untereinander dem Wettbewerb ausgesetzt – jedoch noch nicht dem allgemeinen Wettbewerb am Strommarkt.

- **Deckelung der Förderung.** Schon im EEG sind verschiedene Mechanismen zur Begrenzung der Förderung enthalten, die in Zukunft erweitert werden könnten. Eine absolute Deckelung des Förderbetrags, der Mengen oder der Kapazität kann das Risiko des Überschießens und damit der finanziellen Mehrbelastung senken. Aktuell ist im EEG ein absoluter Deckel der geförderten Photovoltaik-Kapazität bei 52 Gigawatt definiert. In der Aufbauphase kann ein atmender Deckel genutzt werden, bei dem die Vergütungssätze in Abhängigkeit der zugebauten Kapazität angepasst werden. Die Logik dahinter ist: Je schneller zugebaut wird, desto schneller sinken die Anlagen- und Erzeugerkosten und desto schneller muss auch die Einspeisevergütung nach unten korrigiert werden.

- **Versteigerung des Zugangs zum EEG.** Bei einer Deckelung des EEG stellt sich die Frage, welche Anlagen gefördert werden sollen und welche nicht. Neben dem Windhundverfahren – der Vergabe nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme – ließe sich auch eine ökonomische Zugangsregelung gestalten. So könnten für den in dem Jahr geplanten Zubau Rechte zum Bezug von Förde-

rungen nach dem EEG ausgeschrieben und versteigert werden. Anlagen, für die der Zugang ersteigert wird, würden Vergütungen nach dem EEG erhalten. Alle anderen Neuanlagen würden nicht gefördert werden. Eine Versteigerung des Zugangs zum EEG würde tendenziell wirtschaftlicheren Anlagen den Zuschlag geben, Überrenditen vermeiden und den finanziellen Aufwand verringern.

Die genannten Reformen innerhalb des bestehenden Fördersystems können weit reichen und grundlegend neue Anreize für die Marktteilnehmer setzen. Darüber hinaus wird aber auch der umfassende Ersatz der bisherigen Förderung durch ein neues Förderregime diskutiert. Dabei sind die Unterscheidungen zwischen weitgehenden Reformen innerhalb des bestehenden Systems und einer Systemumstellung letztlich fließend (Frontier Economics, 2012). Als weiterführende Reformoptionen außerhalb der Logik des bisherigen EEG werden folgende Modelle diskutiert:

- **Marktprämienmodell (Preissteuerung).** Vorgeschlagen wird ein Übergang zu einer Direktvermarktung von EE-Strom und zur Zahlung einer Zulage auf erzeugten EE-Strom. Hier erzielen EE-Erzeuger Erlöse aus zwei Quellen: Sie erhalten einen marktbasierten Erlös aus der Direktvermarktung des Stroms und eine administrativ festgelegte Zulage, die Marktprämie. Damit findet eine grundsätzliche marktliche Preissteuerung statt. Der Aufschlag kann staatlich oder in einem wettbewerblichen Verfahren bestimmt werden.

Damit werden EE-Erzeuger unter Aufgabe der Garantievergütung selbst für die Vermarktung ihres Stroms verantwortlich gemacht. Durch die Pflicht, die Vermarktungsverantwortung zu tragen, steigen die Anreize für EE-Investoren, auf eine möglichst bedarfsgerecht einspeisende Technologie oder eine bedarfsgerechte Einspeisung der gewählten Technologie hinzuwirken. Der Vorteil dieser Maßnahme besteht darin, dass EE-Erzeuger Anreize erhalten, ihre Einspeiseprofile genauer zu prognostizieren. Dies kann es den Übertragungsnetzbetreibern erlauben, Reservevorhaltungskosten im System und damit letztlich auch die Kostenbelastung von Verbrauchern zu senken.

Aktuell können EE-Erzeuger monatlich eine Direktvermarktung statt garantierter Einspeisevergütung wählen. Bei der Direktvermarktung erhalten sie neben dem Strompreis eine Marktprämie, die sich aus einer technologie-spezifischen und am Einspeisetarif orientierten Zulage und einer zeitlich degressiven Vermarktungsprämie (Managementprämie) zusammensetzt. Bisher konnten Erzeuger durch die monatliche Wechseloption hohe Mitnahmeeffekte generieren. Die Abschaffung der Wechseloption könnte hier eine erste Abhilfe schaffen.

- **Quotenmodell (Mengensteuerung).** Ein Quotenmodell (RWI, 2012; SVR, 2011; Acatech, 2012; Monopolkommission, 2013) nimmt Abstand von der bisherigen Preissteuerung und legt stattdessen die zu produzierende Menge an Strom aus erneuerbaren Energien fest. Dabei wird die Direktvermarktung von EE-Strom mit einer verpflichtenden Quote an EE-Strom für Stromvertriebsunternehmen verbunden. Auch hier erhalten EE-Erzeuger Erlöse aus zwei Quellen: einen marktbasierten Erlös aus der Direktvermarktung des EE-Stroms und einen Erlös aus der Vermarktung von Grünstromzertifikaten, deren Preise sich im Wettbewerb ergeben.

Kritisch wird argumentiert, dass der kurzfristige Übergang zu einem System, das die Risiken bezüglich Einkommenshöhe, Bezugsdauer und Vermarktung allein bei den Betreibern von regenerativen Erzeugungsanlagen verortet, zu erheblichen Risikozuschlägen und einem Verlust an Vielfalt im Spektrum der Investoren und Betreiber führen wird. Dabei ist jedoch festzustellen, dass die Risiken sich bisher an anderer Stelle niederschlagen, beispielsweise in höheren Strompreisen. Die Konzentration auf wirtschaftliche Technologien ist hingegen gerade eine gewünschte Folge des Quotenmodells, weil sich die günstigsten Technologien durchsetzen sollen. Problematisch können jedoch ungewünschte Verteilungseffekte sein, da in einem solchen Modell die teuerste erneuerbare Energie preissetzend für die Grünstromzertifikate und damit für die Förderung aller erneuerbarer Energien ist, während heute günstigere Technologien eine geringere Vergütung erhalten. Auch in einem solchen System wäre es notwendig, die Belastung energieintensiver Industriebetriebe zu begrenzen. Das würde aber aufgrund der Einpreisung der Kosten in den Strompreis und des Verzichts auf eine explizite Umlage deutlich schwieriger als bisher. Vielmehr müsste eine tatsächliche Rückzahlung von Stromkosten durch den Staat organisiert werden. Auch ein späteres Abschaffen eines Quotenmodells wäre mit Komplikationen verbunden, da eine einfache Weiterfinanzierung der Anlagen über die definierte Laufzeit nicht möglich ist (Frontier Economics, 2012).

- **Auktionsmodell (Mengensteuerung).** Eine andere Variante der Mengensteuerung ist die Beschaffungsauktion für EE-Strom. Für eine festgelegte Menge EE-Kapazität oder -Strom kann im Auktionsverfahren eine feste Einspeisevergütung oder Marktprämie ermittelt werden, zu der Erzeuger EE-Strom liefern. Diejenigen Erzeuger kämen zum Zuge, die bereit wären, zu den geringsten Garantiepreisen zu erzeugen. Es erfolgt eine wettbewerbliche Bestimmung der Preise, wobei anders als im Quotenmodell ein geringeres Erlösdauerrisiko besteht. Es ist sowohl eine Direktvermarktung möglich als auch der Verbleib des Vermarktungsrisikos beim Übertragungsnetzbetreiber (Kopp et al., 2013).

Zu beachten ist, dass Technologieneutralität in keinem dieser Modelle automatisch gegeben ist, sondern erst über die entsprechenden Ausgestaltungselemente hergestellt werden kann. Die meisten europäischen Quotenmodelle ähneln aufgrund ihrer technologiespezifischen Sonderregelungen letztlich einer Einspeisevergütung entsprechend dem EEG und können die Vorteile des Wettbewerbs zwischen den erneuerbaren Energien damit nicht umfassend ausspielen (Bardt et al., 2012).

Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob eine weitgehende Umstellung der Einspeisevergütung auf ein völlig anderes Fördermodell als isolierte Maßnahme sinnvoll ist. Vielmehr müsste eine solche Umstellung in ein langfristiges und technologieübergreifendes Marktdesign eingebunden werden. Perspektivisch muss ein Weg gefunden werden, Förderungen und Sonderregeln auslaufen zu lassen. Erst nach der Beschreibung eines langfristigen Marktdesigns für den Strommarkt kann ein zeitlich begrenztes Förderregime mit entsprechenden Wegen zur Reduktion der Förderung definiert werden.

3.2 Fossile Kapazitäten: Förderung durch Kapazitätsmärkte?

Die zukünftige Ausgestaltung des Marktdesigns für die Stromerzeugung muss neben den erneuerbaren Energien auch die fossilen Anlagen in den Blick nehmen. Derzeit wird für die fossilen Kraftwerke vermehrt die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert (Nicolosi, 2012a; 2012b). Ziel ist es, die aktuellen Regeln des Strommarktes zu ergänzen, um den gewünschten Grad an Versorgungssicherheit zu erzielen. Dem Ruf nach Kapazitätsmechanismen liegt die Annahme zugrunde, dass der Energy-only-Markt langfristig nicht zum Ausgleich von Angebot und Bedarf an gesicherter Leistung ausreicht. Der Energy-only-Markt zeichnet sich dadurch aus, dass hier die Arbeit, nicht aber die vorgehaltene Leistung gehandelt wird. Vereinzelt wird die grundlegende Charakteristik der Versorgungssicherheit als öffentliches Gut, das nicht spezifisch bepreist wird, als Schwäche des Energy-only-Marktes angesehen (Vries, 2003). Zur Offenlegung von Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit wäre es indes notwendig, dass Verbraucher auch von gesicherter Stromlieferung ausgeschlossen werden können. Ferner wird argumentiert, dass aufgrund der schwachen Reaktion der Nachfrage auf Preisveränderungen keine Nachfragesenkung in Knappheitszeiten stattfindet und das Preissignal damit nicht zu einer Markträumung führt (Cramton/Ockenfels, 2011). Stattdessen kommt es zu einer Unterversorgung und damit zu einem Ausfall der Stromversorgung insgesamt.

Sinkende Investitionen in konventionelle Erzeugungstechnologien könnten zu deutlich erhöhten Preisen für Strom in Knappheitssituationen führen, in

denen nicht mehr die Grenzkosten des Angebots, sondern die Zahlungsbereitschaft der Grenzabnehmer preisbestimmend wird. Ein Aufschlag auf die Grenzkosten (Mark-up) wird bei den großen Anbietern jedoch kartellrechtlich restriktiv behandelt (Growitsch et al., 2013, 12 f.; Bundeskartellamt, 2011a, 193 ff.). Solche Preisspitzen werden jedoch in Zukunft häufiger auftreten müssen, wenn eine Finanzierung von Kapazitäten über den Stromabsatz möglich sein soll.

Da steuerbare Kraftwerke anders als bedeutende erneuerbare Energien zu jeder Zeit ins Netz einspeisen können, bleiben sie zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unverzichtbar. Diese Kraftwerke müssen mit den – inzwischen niedrigeren – Börsenstrompreisen finanziert werden oder sind auf eine längerfristige zusätzliche Finanzierung angewiesen (Kopp et al., 2012). Ergänzend zum Energy-only-Markt könnten Kapazitätsmechanismen für eine ausreichende Bereitstellung an Erzeugungskapazität sorgen, welche im Bedarfsfall eingesetzt werden kann.

Das an der Strombörse erzeugte Knappheitssignal zum jeweiligen Zeitpunkt der Lieferung, das zentral für den Energy-only-Markt ist, sollte als unverzichtbares Steuerungsinstrument für die Koordination des Gesamtsystems erhalten bleiben. Es kann auch Investitionsentscheidungen in den Bereichen Wind- und Solarenergie, sofern bei diesen die Direktvermarktung gestärkt wird, im Sinne einer Gesamtoptimierung des Systems beeinflussen. Somit kann der Energy-only-Markt als der zentrale Marktplatz für alle Erzeugungstechnologien erhalten bleiben. Er übernimmt mit liquiden Day-ahead-, Intraday- und Terminmärkten die Funktion der effizienten Einsatzsteuerung angebots- und nachfrageseitiger Flexibilitäten. Das System muss möglicherweise ergänzt werden durch einen Teilmarkt, der auch Zahlungen für vorgehaltene Leistung zulässt.

Solche Mechanismen sollten sich nach Möglichkeit auf sämtliche Optionen der Flexibilisierung beziehen (Begrenzung der Stilllegung von Altanlagen, Schaffung einer ökonomischen Basis für flexible Neuanlagen, Einbeziehung der Nachfrageseite, Speicher). Dahingehende Erweiterungen des bestehenden Marktsystems werden beispielsweise durch den Verband kommunaler Unternehmen (VKU), den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) oder den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vorgeschlagen (enervis/BET, 2013; BDI, 2013; BDEW, 2013). Alternativ werden – auch auf Basis internationaler Erfahrungen (Böckers et al., 2011) – eine Reihe anderer Formen von Kapazitätsmechanismen ins Gespräch gebracht (Agora, 2013a; 2013b). Grundsätzlich können folgende Ansätze von Kapazitätsmechanismen unterschieden werden:

- **Strategische Reserve.** Die strategische Reserve fungiert als Versicherung gegen unfreiwillige Rationierungen auf Verbraucherseite. Dafür werden Kapazitäten vorgehalten, die nur dann eingesetzt werden, wenn ansonsten keine Markträumung stattfinden kann. Die benötigte Kapazität wird mit ausreichend Vorlauf ausgeschrieben. Der Mechanismus zielt auf Kapazitäten, die ohne entsprechende Zahlung nicht in den Strommarkt eintreten oder aus dem Strommarkt austreten würden. Ist die entsprechende Kapazität kontrahiert, ist eine Rückkehr in den Energy-only-Markt nicht mehr möglich.
- **Kapazitätsmechanismen/Versorgungssicherheitsverträge.** Gemeinsam ist den verschiedenen vorgeschlagenen Kapazitätsentwicklungen die zentrale Definition der notwendigen Kapazität, um das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen (zum Beispiel BET, 2011; LBD-Beratungsgesellschaft, 2011; Matthes et al., 2012; Tietjen, 2012; Growitsch et al., 2013). Im Fall des Versorgungssicherheitsmarktes (EWI, 2012) schätzt ein zentraler Koordinator die maximale Stromnachfrage im jeweiligen Zeitraum und schließt auf dieser Basis Versorgungssicherheitsverträge auf einem neuen Markt ab. Bei den kontrahierten Kapazitäten kann es sich um herkömmliche Erzeugungskapazitäten, um Modernisierungsmaßnahmen oder auch um Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung (Demand-Side Management – DSM) handeln. Bei fokussierten oder selektiven Kapazitätsmechanismen werden die Teilnahmemöglichkeiten auf Erzeugungsoptionen begrenzt, beispielsweise auf neue Kraftwerke.
- **Leistungsmarkt.** Statt Mechanismen zu installieren, die alle einen zentral definierten Kapazitätsbedarf erfordern, können auch andere Formen von Märkten für Versorgungssicherheit aufgebaut werden. Ergänzend zum Energy-only-Markt für Strom kann ein Leistungsmarkt installiert werden, der auf Basis handelbarer Leistungszertifikate funktioniert. Die Nachfrager von gesicherter Leistung decken ihren Leistungsbedarf hier im Voraus durch den Einkauf von Leistungszertifikaten ab. Technisch flexible Verbraucher können Kosten für die Leistungsvorhaltung einsparen, indem sie ihren Bedarf an Leistungsvorhaltung reduzieren (enervis/BET, 2013). Alternativ kann auch auf bestehenden Märkten aufgebaut und damit ein Leistungsmarkt entwickelt werden. Grundlage könnte der Markt für positive Minutenreserve sein (Schwill/Sämisch, 2012). Zurzeit dient dieser dem Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen. Er könnte in einen Systemreservemarkt umgewandelt werden, der nicht nur kurzfristige Schwankungen abdeckt, sondern auch das Marktgleichgewicht auf dem Spot- und dem Intradaymarkt sichert. Die ausgeschriebene Menge an Kapazitätsreserven wird entlang eines vorgege-

benen Pfads (zum Beispiel 100 Megawatt pro Monat bis zum Jahr 2020) erhöht. Das gewährleistet die Investitionssicherheit aufseiten der Betreiber. Außerdem müsste der Zugang zum Systemreservemarkt durch eine Beschleunigung des Präqualifikationsprozesses vereinfacht werden. Die Auktion gestaltet sich wie bisher auf dem Minutenreservemarkt: Gebote für einen Leistungspreis (Preis für die Leistungsvorhaltung) und den zugehörigen Arbeitspreis (Preis für den Arbeitsabruf) können wochentäglich bis 10 Uhr eingereicht werden. Daraufhin sortiert der Übertragungsnetzbetreiber alle Gebote nach ihrem Leistungspreis und erteilt den günstigsten den Zuschlag. Im Fall eines Abrufs werden die Gebote, die einen Zuschlag erhalten haben, in der Reihenfolge ihres Arbeitspreises aktiviert. Erfahrungen aus dem Minutenreservemarkt haben gezeigt, dass der Leistungspreis Treiber von Investitionen in neue und in die Erschließung alter Anlagen ist. Der Systemreservemarkt kann regionale Schwankungen auffangen. In der Auktion erhalten zunächst diejenigen Angebote den Zuschlag, die ihre Leistung in einer bestimmten Regelzone erbringen können.

Alle Formen von Kapazitätsmechanismen sind von nicht unerheblichen Komplexitäten geprägt und lassen die Frage offen, ob sie ausreichend marktlich und wettbewerblich ausgestaltet sind. Die meisten Kapazitätsmechanismen zielen letztlich immer auf die Sicherstellung einer bestimmten Höhe an gesicherter installierter Leistung, auch wenn in einigen Modellen zunächst ein Preis für die angestrebten Kapazitäten (preisbasierte Mechanismen) statt eine bestimmte Kapazitätsmenge (mengenbasierte Mechanismen) festgesetzt wird. Die Kapazitätsmenge muss über einen für den Kapazitätsmarkt zuständigen Koordinator bestimmt werden und hängt maßgeblich von der Definition der Versorgungssicherheit ab.

Über das EEG hinaus steht der Strommarkt vor der Herausforderung, die Regeln für eine sichere und preisgünstige Stromversorgung der nächsten Jahrzehnte zu entwickeln. Es geht dabei um nicht weniger als um die Beschreibung der Grundprinzipien des Strommarktes in der Energiewende, die bisher im Wesentlichen nur durch quantitative Ziele und Zwischenziele definiert ist.

4

Ein integriertes Optionsmodell für den Strommarkt

Aus den bestehenden Grundkonzepten zur Förderung erneuerbarer Energien und zu Kapazitätsmechanismen soll nun ein integrierter Reformansatz entwickelt werden. Dabei wird auf die gegenwärtige Ausgangslage aufgebaut. Diese ist gekennzeichnet durch:

- **Fehlende Steuerbarkeit.** Das System wird immer stärker geprägt sein durch einen sehr hohen Anteil dargebotsabhängiger Stromerzeugungsoptionen, vor allem der Wind- und Solarstromerzeugung. Eine Steuerung des Angebots entsprechend der Nachfrage wird damit systematisch immer schwieriger.
- **Niedrige Grenzkosten.** Der Markt ist dominiert von kapitalintensiven Erzeugungsoptionen, wohingegen die variablen Kosten beispielsweise von Wind- und Solarstrom bei annähernd null liegen. Durch einen grenzkostenbasierten Preisbildungsmechanismus, wie er in Deutschland existiert, in dem nur die tatsächlich gelieferte Strommenge vergütet wird (Energy-only-Markt), kommt es zu einem Verfall der Börsenpreise. Möglicherweise bildet das aktuelle Strommarktdesign daher weder eine nachhaltige ökonomische Basis für konventionelle Erzeugungstechnologien noch für Investitionen in erneuerbare Energien. Auch Letztere können jenseits der Förderung keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften, wenn Anbieter mit Grenzkosten von nahe null preissetzend sind (IZES, 2012). Die zu beantwortende empirische Frage ist jedoch, wie oft es zutrifft (besonders in einem stärker integrierten europäischen Markt), dass ein fossiles Kraftwerk oder ein Speicher mit positiven Grenzkosten preissetzend ist. Zudem ist entscheidend, wie hoch die Knappheitspreise für Strom in den Stunden werden können, in denen fossile Kraftwerke eingesetzt werden. Steigen die Preise ausreichend stark an, kann möglicherweise auch bei geringer Auslastung der notwendige Deckungsbeitrag der Investitionen erwirtschaftet werden. Die niedrigen Börsenstrompreise führen jedoch aktuell zu einer Debatte darüber, ob genügend Anreize für Investitionen in gesicherte Kraftwerksleistung existieren.
- **Infrastruktur.** Es besteht ein hoher Ausbau- und Erneuerungsbedarf der Infrastruktur (Netze mit entsprechenden Systemdienstleistungen, Speicher etc.) sowie ein hoher Koordinationsbedarf zwischen unterschiedlichen Angebotsoptionen und Nachfrageflexibilitäten.
- **Verbrauchssteuerung.** Die weitflächig üblichen Einheitstarife und technische Gegebenheiten ermöglichen keine zeitlich aufgelösten Knappheitssignale an

die Verbraucher. Die Nachfrage nach gesicherter Leistung drückt sich am Markt nicht aus, da die wenigsten Verbraucher kontrolliert vom Netz genommen werden können.

Die zukünftige Gestaltung des Regelrahmens für den Strommarkt sollte nicht ad hoc aus aktuellen Interessen heraus entschieden werden. Vielmehr ist eine ordnungspolitische Orientierung für diese grundlegenden Entscheidungen unerlässlich.

4.1 Ziele für ein Marktdesign

Die Veränderung eines bestehenden Marktes ist kein Selbstzweck. Eingriffe können immer unerwünschte Nebenwirkungen mit sich bringen und zu Störungen führen, die erneute Eingriffe nach sich ziehen. Die Einführung des EEG ist hierfür ein gutes Beispiel. Wenn tatsächlich ein Veränderungsbedarf für den Strommarkt konstatiert wird, muss die daraus abgeleitete Reform nach klaren Prinzipien erfolgen, die eine Kalkulierbarkeit weiterer Veränderungen ermöglichen. Für die Gestaltung des zukünftigen Marktdesigns des Strommarktes erscheinen folgende ordnungspolitische Anforderungen und Prinzipien vordringlich:

- **Langfristigkeit.** Die Konzeption für ein Marktdesign muss langfristig angelegt sein. Eine klare Ordnungspolitik soll perspektivisch den laufenden Eingriff in die Märkte und damit das bisherige Primat der Prozesspolitik ersetzen. Investitionen in energiewirtschaftliche Anlagen haben eine Laufzeit von mehreren Jahrzehnten. Die Entwicklung der zukünftigen Marktprinzipien sollte eine Perspektive von 20 Jahren und mehr aufweisen. Damit muss eine klare Orientierung für Marktteilnehmer mit langfristigen Investitionen gesetzt werden – ob als Erzeuger von Strom aus fossilen oder erneuerbaren Energiequellen auf der Angebotsseite oder als Industrieverbraucher auf der Nachfrageseite. Eine solche Orientierung muss auch über Legislaturperioden und Regierungskonstellationen hinweg verlässlich sein. Anhand dieser Ordnungsvorstellungen sind dann auch die Reformschritte im Transformationsprozess der Energiewende abzuleiten.
- **Wettbewerb.** Der zukünftige Strommarkt muss in seinen wesentlichen Elementen wettbewerblich organisiert sein. Dies gilt für alle Anbieter und Technologien. Es muss auf lange Sicht berechenbare Zahlungsströme für die Bereitstellung sowohl von erneuerbaren als auch von fossilen Stromerzeugungskapazitäten geben, die perspektivisch ohne Förderung erwirtschaftet werden können. Einzig der CO₂-Markt sollte für einen Wettbewerbsvorteil emissionsarmer Erzeugungstechnologien sorgen.

- **Einheitlichkeit.** An die Forderung nach Wettbewerb schließt sich an, dass die Prinzipien des zukünftigen Regelsystems einheitlich für alle Anbieter gelten. Auf Dauer kann es keine Spaltung der Marktregeln für erneuerbare Energien und für konventionelle Anlagen geben.
- **Technologieneutralität.** Das Marktumfeld darf keine dauerhafte Differenzierung zwischen spezifischen Technologien vorsehen. Für eine Übergangszeit werden Sonderregeln oder Förderungen besonders für erneuerbare Energien erforderlich sein. Aber auch innerhalb dieser Phase sollten Differenzierungen auf das Notwendige begrenzt werden. Zudem sind diese Förderungen degressiv zu gestalten und die Sonderregeln mit einer klaren Exit-Strategie zu versehen.
- **CO₂-Markt.** Der europäische Markt für Treibhausgasemissionsrechte bleibt der zentrale Mechanismus zur Integration der Kosten von CO₂-Emissionen in die Stromerzeugung. Damit werden politisch definierte Emissionsziele erreicht und Kosten in das Entscheidungskalkül der Investoren eingepreist. Weitere Regelungen zur Besserstellung oder gar direkte Förderungen sind damit auf Dauer nicht nötig und sollten vermieden werden.
- **Kapazitätssicherung.** Der zukünftige ordnungspolitische Ansatz muss Finanzierungsmöglichkeiten für notwendige Kapazitäten eröffnen, um die Versorgungssicherheit der Stromverbraucher sicherzustellen. Dies kann über die Nutzung einer Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit realisiert werden. Verbraucher ohne eine solche Zahlungsbereitschaft können für ein niedrigeres Niveau an Versorgungssicherheit optieren, was den Kapazitätsbedarf in den Spitzenzeiten senken und damit die Versorgungssicherheit erhöhen würde.
- **Nachfrageflexibilisierung.** Zur Stabilisierung des Ausgleichs von Stromerzeugung und Stromverbrauch ist Flexibilität nicht nur bei der Stromproduktion und gegebenenfalls -speicherung gefragt, sondern auch bei der Nachfrage. Die Flexibilisierung der Nachfrage (Demand-Side Management) muss in das zukünftige Marktmodell integrierbar sein.
- **Europäisierung.** Ohne einen europäischen Strombinnenmarkt können wichtige Effizienzvorteile und Wettbewerbswirkungen nicht erschlossen werden (Zachmann, 2013). Das Marktmodell der Zukunft darf einem Strombinnenmarkt nicht entgegenstehen, sondern muss europafähig sein.
- **Evolution.** Weiterentwicklungen des Strommarktes müssen auf den bestehenden wettbewerblichen Energy-only-Markt aufbauen. Nur so können Strukturbrüche vermieden und Transformationsrisiken minimiert werden. Eine schrittweise evolutorische Weiterentwicklung sollte marktnah erfolgen und

revidierbar sein. Das Wissen und die Erfahrungen der Marktteilnehmer sind dabei als Veränderungsquelle mindestens ebenso wichtig wie externe Expertise.

Während bei der Förderung der regenerativen Stromerzeugung zunächst vor allem Technologieentwicklung und Kostenreduktion im Vordergrund standen, müssen zukünftig Koordinations- und Integrationsaspekte an Bedeutung gewinnen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die politischen Ziele (Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 40 Prozent bis 2020 und Ausbau des EE-Anteils auf mindestens 35 Prozent der gesamten Stromerzeugung bis 2020 sowie auf 80 Prozent bis 2050) weiterhin verfolgt werden. Unklar ist jedoch, ob diese Ziele tatsächlich aufrechterhalten werden sollen und können, wenn es nicht zu einem internationalen Ansatz der Klimapolitik – also zu einem globalen Klimaschutzabkommen – kommt. Eine Neuordnung dieser Ziele würde nicht ohne Konsequenzen für die energiepolitische Orientierung bleiben.

Statt einer Flut unkoordinierter Einzelmaßnahmen sollte es ein grundlegendes energiepolitisches Gesamtkonzept geben. Dieses besteht aus zwei Elementen: Zum einen muss die Förderung der erneuerbaren Energien mit stärkerem Blick auf Effizienz und Integration reformiert werden. Zum anderen ist es erforderlich, die existierenden Regeln des Strommarktes weiterzuentwickeln und damit an das grundlegend veränderte Stromversorgungssystem der Zukunft anzupassen. Beide Reformelemente müssen mit Blick auf die notwendige Konvergenz der Marktstrukturen konzipiert werden.

Die Handlungsmöglichkeiten für die Gestaltung eines marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmens lassen sich in eine Stärkung des bestehenden Marktmodells und in die Schaffung zusätzlicher Kapazitätsmechanismen mit zentral definierten Kapazitätsanforderungen unterteilen. Dabei sind die Übergänge fließend. Auch in einem erweiterten Energy-only-Markt gibt es Regelungen, welche die Präferenz für Kapazitäten und damit bestimmte Versorgungssicherheitsniveaus beschreiben.

4.2 Das Optionsmarktmodell

Ein an die zukünftigen Herausforderungen angepasstes Strommarktmodell muss bei den bestehenden Strukturen ansetzen. Der Energy-only-Markt erfüllt seine Funktion bei der Steuerung der Zuschaltung der jeweils preisgünstigsten Kraftwerke zur Deckung des aktuellen Strombedarfs. Diese Funktion wird auch in Zukunft von essenzieller Bedeutung sein.

Dabei stellt sich die Frage, ob der Energy-only-Markt durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen diese Funktion

weiter erfüllen kann. Für zwei der wichtigsten erneuerbaren Energiequellen, Sonne und Wind, ist es typisch, dass praktisch keine variablen Kosten anfallen, wie sie bei fossilen Kraftwerken durch den Brennstoffeinsatz entstehen. Dies bedeutet, dass die entsprechenden Stromerzeuger ihr Produkt kurzfristig zu Grenzkosten von nahezu null anbieten können. In sonnen- oder windreichen Stunden kann der komplette Strombedarf aus beinahe grenzkostenfreien Kraftwerken gedeckt werden. In diesen Phasen kommt es zu Strompreisen von null – bei Überangeboten auch zu negativen Strompreisen. Wenn dies die zukünftige Standardsituation ist und gleichzeitig der Strompreis in den verbleibenden Stunden nach oben gedeckelt ist, können weder Betreiber fossiler Anlagen noch Erzeuger von erneuerbaren Energien die langfristigen notwendigen Umsätze erzielen, um ihre Investitionen in die Anlagen zu refinanzieren. In einem solchen Fall wäre ein reiner Energy-only-Markt nicht in der Lage, die erforderlichen Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu lenken.

Ob dieses Krisenszenario tatsächlich eintritt, ist heute nicht sicher und möglicherweise nicht einmal wahrscheinlich. So ist die Anzahl der Stunden, in denen es kein preissetzendes Kraftwerk mit positiven Grenzkosten gibt (fossile oder auch Biomassekraftwerke), dann deutlich reduziert, wenn der Markt europäisch integriert ist. Eine nahezu dauerhafte europäische Stromversorgung aus Sonne und Wind ist derzeit nicht absehbar. Insofern ist bei einem perspektivisch einheitlichen Strombinnenmarkt in der Regel mit positiven Strompreisen zu rechnen. Die aktuellen Refinanzierungsschwierigkeiten von Gas- und Steinkohlekraftwerken sind also noch kein ausreichender Nachweis für einen dauerhaften Marktangel. Ferner lassen sich Kraftwerke auch dann finanzieren, wenn sie nur wenige Stunden im Einsatz sind, sofern höhere Preise erwirtschaftet werden können. Auch dies lässt der Energy-only-Markt prinzipiell zu. Die Marktteilnehmer müssten sich jedoch auf stärkere Preisschwankungen und damit verbundene Unsicherheiten einstellen.

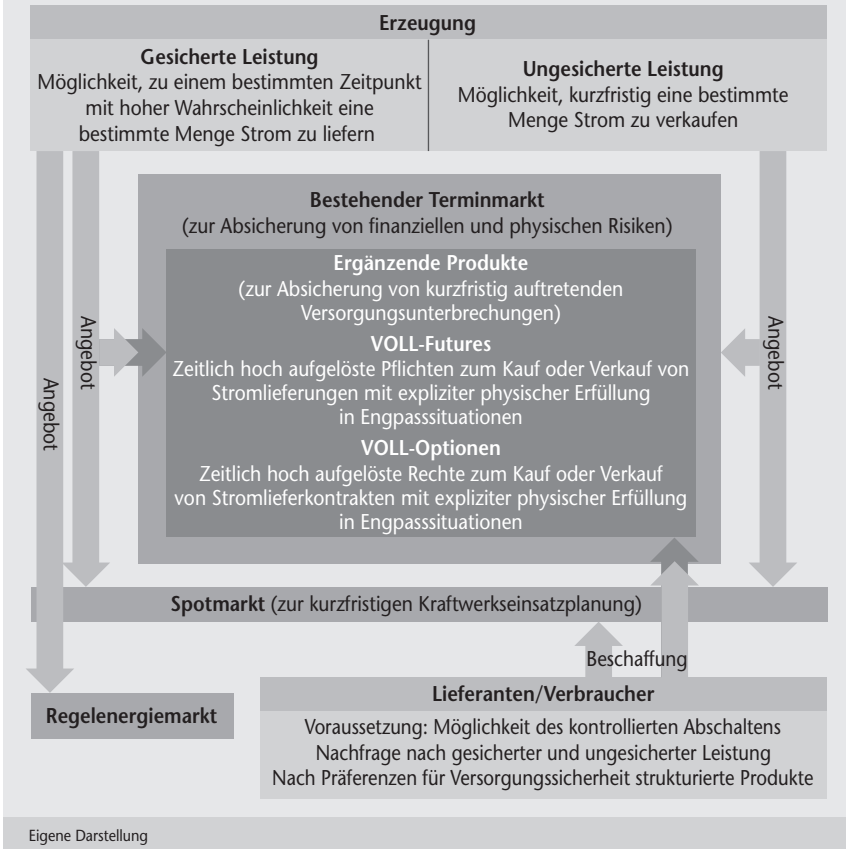
Schließlich müssten Flexibilisierungspotenziale der Nachfrage aktiviert werden. Wenn bei ausreichend hohen Preisen kurzfristige Abschaltmöglichkeiten genutzt werden, sinkt die notwendige Kapazität, die vorgehalten werden muss. Gelingt es in Zukunft, bessere Speicher- und Steuermöglichkeiten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu entwickeln, können auch hieraus Möglichkeiten erwachsen, Strom nicht zum Preis von nahe null anbieten zu müssen. Er könnte dann alternativen Verwendungen zugeführt werden, die über das Opportunitätsnutzenkalkül einen positiven Strompreis auf dem Energy-only-Markt induzieren können.

Die Schwierigkeiten des Energy-only-Marktes müssen nicht zwangsläufig zu Kapazitätsengpässen führen, sind aber trotzdem ernst zu nehmen. Im Kern geht es um die Frage, wie die Sicherheit der Stromversorgung auch in Zeiten der Spitzenlast gewährleistet werden kann.

Heute wird die Versorgungssicherheit beziehungsweise die Netzstabilität als öffentliches Gut behandelt. Ein Ausfall aufgrund fehlender Erzeugungskapazitäten (oder aufgrund fehlender Leitungskapazitäten, die hier aber nicht weiter beleuchtet werden sollen) betrifft alle Stromverbraucher einer Region gleichermaßen. Eine besondere Bepreisung des Guts Versorgungssicherheit gibt es derzeit nicht. Es wird mit dem Kauf des Stroms quasi unterstellt und in der Regel kostenlos mitgeliefert. Damit werden auch keine Zahlungsströme generiert, die explizit auf die Steigerung des Sicherheitsniveaus zielen. Die fehlende Ausschließbarkeit vom Gut Versorgungssicherheit kann jedoch behoben werden. Damit würde aus dem bisherigen kostenlosen öffentlichen Gut ein privates Gut, das – zumindest in bestimmten Zeiten – auch kostenpflichtig wäre. Einzelne Verbraucher könnten sich damit ein höheres Niveau an Versorgungssicherheit kaufen. Sofern darauf verzichtet wird, nimmt der Verbraucher das höhere Risiko auf sich, bei Kapazitätsengpässen notfalls abgeschaltet zu werden, um den Ausfall der abgesicherten Verbraucher zu vermeiden. Voraussetzung dafür ist die zunehmende technische Fähigkeit, einzelne Verbraucher gezielt vom Netz zu nehmen oder die von ihnen in Anspruch genommene Leistung wirksam zu begrenzen.

Um bewährte Strukturen wie den Energy-only-Markt schrittweise weiterzuentwickeln, ist es notwendig, das Preissignal für Versorgungssicherheit expliziter zu machen und die Verbindlichkeit derartiger Angebote zu erhöhen. Aufbauend auf dem Energy-only-Markt und den bereits bestehenden Derivatmärkten sollte daher ein erweiterter Optionsmarkt entwickelt und als Kernelement der Bepreisung von Versorgungssicherheit aufgebaut werden. Futures und Optionen auf Strom gibt es bereits heute. Zukünftig sollten Optionen an der Börse stärker als bisher auch in kürzeren Zeitspannen angeboten und gehandelt werden können. Zudem sollten sie mit einer Verpflichtung zur Produktionsbereitschaft der Anlagen und entsprechend hohen Kompensationszahlungen im Fall eines Ausfalls versehen sein. Solche Optionen sollen den Wert, den Versorgungssicherheit hat (Value of Lost Load – VOLL), offenlegen. Sie werden im Folgenden als VOLL-Optionen bezeichnet. Der heutige Optionsmarkt würde damit zu einem VOLL-Optionsmarkt für Strom aus gesicherter Leistung und für Versorgungssicherheit weiterentwickelt. Ein solcher Optionsmarkt, der von den Nachfragern um-

Erweiterung des Strommarktes um VOLL-Option Abbildung 7



fassend genutzt wird, kann als zentrales Element einer marktgerechten Kapazitätssicherung etabliert werden. Der Strommarkt in und nach der Energiewende sollte sich in drei wesentliche Teile gliedern (Abbildung 7):

VOLL-Optionsmarkt

Auf dem Optionsmarkt bieten Betreiber von Stromerzeugungsanlagen Optionen auf sichere Lieferungen aus gesicherter Leistung an. Dabei kann nicht der gesamte Strom beispielsweise eines Kohlekraftwerks am Optionsmarkt angeboten werden. Da bei jedem Kraftwerk ein gewisses Ausfallrisiko besteht, ist jeweils eine Sicherheitskapazität zurückzubehalten, die nicht

angeboten werden darf. Aus der Summe der Sicherheitskapazitäten der verschiedenen Kraftwerke entsteht eine geringe Back-up-Kapazität, die bei ungeplanten Ausfällen einzelner Elemente zum Einsatz kommt. Optionen können von allen auf den Markt gebracht werden, die in Engpasssituationen Leistung sicher verfügbar haben und damit Strom produzieren oder die Last abwerfen und somit zu einem Ausgleich beitragen können. Erstere sind fossile Kraftwerke, Speicher, aber auch EE-Anlagen. Biomassekraftwerke beispielsweise sind regelbar. Auch der Zusammenschluss mehrerer dezentraler Anlagen (virtuelle Kraftwerke) unter Einschluss von Photovoltaik- und Windkraftanlagen kann einen Beitrag leisten. In größeren Vermarktungsverbänden könnten Photovoltaik- und Windkraftanlagen in der kürzeren Frist auch mit höherer Sicherheit Leistung als gesichert anbieten. Da ihre Ausfallwahrscheinlichkeit allerdings höher ist als die fossiler Kraftwerke, sollten sie eine größere Sicherheitskapazität als diese zurückhalten. Mit technischem Fortschritt und einer verbesserten Speicher- und Steuerbarkeit erneuerbarer Energien kann auch die Optionsmarktfähigkeit dieser Anlagen steigen. Aber auch auf der Nachfrageseite können bestimmte Verbraucher Optionen zur Stabilität in Engpasssituationen anbieten, indem sie beispielsweise Last abwerfen.

Wie bereits beschrieben, kann ein Kraftwerk allein wegen des prinzipiellen Ausfallrisikos keine sichere Leistung anbieten. Aufgrund der jeweils zurückgehaltenen Sicherheitskapazitäten besteht aber eine Art Pooling, sodass die Kraftwerke an diesem Markt teilhaben können. Im Fall von unplanmäßiger Nichtlieferung muss eine ex ante definierte Geldbuße gezahlt werden. Unterschiedliche Schadensersatzniveaus können gegebenenfalls eine weitere Differenzierung auf dem Optionsmarkt mit sich bringen. Damit würden unterschiedliche Wertigkeiten von Versorgungssicherheit handelbar.

Die Nachfrager kaufen sich mit einer VOLL-Option die Sicherheit der Stromversorgung zu einem bestimmten zukünftigen Zeitpunkt. Dabei müssen sie heute den Strom noch nicht einkaufen. Auf dem Optionsmarkt wird Versorgungssicherheit gehandelt, ohne dass die tatsächlich benötigte Strommenge wie am Futuresmarkt fest kontrahiert werden muss. Die Optionen können auf dem Futuresmarkt eingesetzt und in eine tatsächliche Stromlieferung umgesetzt werden.

VOLL-Futuresmarkt

Auf dem Futuresmarkt wird Strom aus gesicherter Leistung gehandelt. Dabei gelten dieselben Zugangsregeln für Anbieter wie auf dem Options-

markt, sodass eine Versorgungssicherheit über die Sicherheitskapazität und die Beschränkung des Zugangs auf Anlagen mit gesicherter Leistung hergestellt werden kann. Die Futures sind verknüpft mit einer physischen Lieferverpflichtung. Mit Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung lässt sich diese Lieferverpflichtung nur einlösen, wenn die entsprechenden Unternehmen selbst Lieferungen kontrahiert haben und diese für bestimmte Zeiträume im Engpassfall abzutreten bereit sind. Dies ist Voraussetzung für die Integration von Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung in den Options- und den Futuresmarkt.

Die Nachfrager kaufen Arbeit aus der gesicherten Leistung, die sie durch ungesicherte Arbeit am Spotmarkt ergänzen können. Dazu lösen sie entweder zuvor gekaufte Optionen ein oder kaufen direkt am Futuresmarkt. Damit erhalten sie nicht nur die Versorgungssicherheit wie am Optionsmarkt, sondern zusätzlich die feste Kontrahierung der Strommengen.

Der VOLL-Futuresmarkt ist in dem hier vorgeschlagenen Ansatz mit einer physischen Lieferverpflichtung und einer an die gesicherte Leistung geknüpften Zugangsvoraussetzung verbunden. Ein Terminmarkt mit Strom aus ungesicherter Leistung und einem damit verbundenen Ausfallrisiko kann sich ebenfalls weiterentwickeln, wenn hierfür eine hinreichend große Nachfrage bei den Stromverbrauchern besteht. Dies entspricht dem Gesamtansatz, der offen für evolutorische Veränderungen ist und sich nach den Bedürfnissen der Marktteilnehmer richtet. Eine Ausübung von Optionen auf Strom aus gesicherter Leistung ähnelt dann der Nutzung von Leistungszertifikaten (enervis/BET, 2013). Diese dienen als Differenzierungsmerkmal für die Bestimmung der in einer Engpasssituation abzuschaltenden Verbraucher in einem Markt für Strom aus beliebigen Quellen und unabhängig von der Sicherheit der installierten Leistung.

Spotmarkt

Auf dem Spotmarkt findet weiterhin keine Differenzierung zwischen Strom aus gesicherter und ungesicherter Leistung statt. Hier werden sowohl verbleibende Strommengen aus Kraftwerken mit gesicherter Leistung als auch Strom aus fluktuierenden Kraftwerken angeboten. Dazu können auch Strommengen aus nicht genutzten und nicht mehr einlösbaren Optionen gehören sowie ein Teil des Stroms aus den zurückgehaltenen Sicherheitskapazitäten. Nur ein Teil dieser Sicherheitskapazität muss weiterhin ungenutzt bleiben, um im Fall von kurzfristigen Ausfällen und Netzschwankungen zugeschaltet zu werden. Ansonsten wird die Versorgungssicherheit in Engpasssituationen über das

gezielte Abschalten von Verbrauchern hergestellt, die sich nicht mit Optionen oder Futures für Strom aus gesicherter Leistung eingedeckt haben. Soweit steuerbare Kraftwerke mit positiven Grenzkosten auf dem Spotmarkt eingesetzt werden, ergibt sich auch hier ein positiver Preis für Strom.

Mit der Weiterentwicklung des bestehenden Options- und Futuresmarktes zu Märkten mit Produkten, die eine explizite physische Lieferverpflichtung und entsprechende Zugangsvoraussetzungen haben, wird Versorgungssicherheit handelbar gemacht und sie erhält einen Preis. Damit ergeben sich für die Finanzierung von Stromerzeugungsanlagen auch an der Börse unterschiedliche Optionen.

Konventionelle und steuerbare Anlagen, die über gesicherte Leistung verfügen, können sich aus dem Optionsmarkt, dem Futuresmarkt und dem Spotmarkt finanzieren. Der Optionsmarkt und der Futuresmarkt kommen dabei zu positiven Marktpreisen, sofern Versorgungssicherheit als wertvolles Gut angesehen wird. Wenn es dafür keine Zahlungsbereitschaft geben sollte, ist auch keine Investition in die Bereitstellung notwendig. Wenn aber die Lieferanten von nicht differenziert abschaltbaren Verbrauchern – insbesondere Haushalten – zunächst Strom aus gesicherter Leistung nachfragen, um die Versorgung der Kunden zu gewährleisten, wird sich eine Nachfrage nach Versorgungssicherheit einstellen. Dasselbe gilt für die Nachfrage von Unternehmen, die auf eine sichere Stromversorgung angewiesen sind, auch wenn dies für sie mit Kosten verbunden sein wird. Am Spotmarkt kann es durch Überschüsse von Strom aus nicht gesicherter Leistung zu Preisen von null oder nahezu von null kommen. Dies wird umso häufiger vorkommen, je mehr Wind- und Solaranlagen installiert sind, ohne dass Innovationen hin zu einer verbesserten Speicher- und Steuerfähigkeit erzielt werden können. Umgekehrt bringt der Spotmarkt in Knappheitssituationen Höchstpreise, die einen weiteren Finanzierungsbeitrag leisten können.

Anlagen, die mit ungesicherter Leistung Strom erzeugen, haben in dem vorgeschlagenen Modell originär nur den Spotmarkt zur Finanzierung zur Verfügung – abgesehen von einer temporären Förderung und den durch den Emissionshandel erhöhten Kosten der fossilen Betreiber. Sofern ein fossiles Kraftwerk am Spotmarkt preissetzend ist, führt ein höherer Preis für CO₂ zu zusätzlichen finanziellen Mitteln für die EE-Anlagen. Zudem können Letztere in den Options- und den Futuresmarkt eintreten, wenn ihre Stromproduktion gespeichert, gesteuert oder zu gesicherten Leistungsbündeln zusammengefasst werden kann. Dies ist eine der wesentlichen technologischen Herausfor-

derungen der erneuerbaren Energien. Nur durch eine bessere Steuerung, mit der Strom nachfragegerecht produziert werden kann und nicht quasi zufällig in großen Mengen erzeugt wird, kann ein wirklicher Wert geschaffen werden. Das muss bei der Weiterentwicklung des Förderregimes berücksichtigt werden.

Auf dem VOLL-Optionsmarkt wird (für bestimmte Zeitpakete) eine Art Ex-ante-Versicherung gehandelt. So wird sichergestellt, dass Strom zu einem späteren Zeitpunkt auch tatsächlich gekauft und geliefert werden kann. Damit kann Versorgungssicherheit bezogen werden, unabhängig vom konkreten Strombezug. Der klassische Terminmarkt dient der Steuerung von Einkaufs- und Absatzrisiken über die Zeit. Ein Optionsmarkt mit verpflichtender physischer Lieferung macht die Sicherheit explizit handelbar. Ein Optionsmarkt ermöglicht den Kauf von Sicherheit, bei Futuresgeschäften aus gesicherter Leistung ist dies mit inkludiert. Damit wird durch den Optionsmarkt differenziert zwischen einem Preis für Sicherheit und einer Preisdifferenz für Lieferungen aus gesicherter (oder bei einem additiven ungesicherten Futuresmarkt auch aus ungesicherter) Leistung im Zeitablauf. Wenn Versorgungssicherheit auf diese Weise explizit gehandelt und bepreist wird, kann sie auch finanziert werden und einen Wert bekommen. Für die Bereitstellung von Sicherheit wird bezahlt, auch wenn die dafür vorgehaltene Leistung nicht abgerufen wird. Für diese Option bekommen die Bereitsteller von Sicherheit, also von Kapazitäten mit gesicherter Leistung, eine Vergütung.

Für die Realisierung eines solchen Modells müssen die technischen Voraussetzungen weiterentwickelt werden. Besonders gilt dies für die Steuerungsmöglichkeit der Nachfrage. Es ist erforderlich, dass im Engpassfall einzelne Verbraucher abgeworfen werden können, die keinen Strom aus gesicherter Leistung kontrahiert haben. Das Abschalten ist bei industriellen Verbrauchern derzeit eher möglich als bei Privathaushalten. Bei Letzteren ist – wenn sogenannte Smart Grids die zentralen Abschaltmöglichkeiten schaffen – auch eine Kombination aus gesicherter und ungesicherter Leistung in Paketverträgen denkbar. Darin können Versorger einen Teil des Stroms aus gesicherter Leistung beziehen und auch nur diese Leistung als sicher versprechen. Darüber hinaus könnte im Fall des Engpasses keine Lieferung erfolgen. Dies erfordert aber eine detaillierte Steuerungsmöglichkeit der Haushaltselektrik. Sofern eine Abschaltoption für den einzelnen Haushalt, aber keine differenzierte Verbrauchssteuerung für Haushalte besteht, können Privatverbraucher wählen zwischen teureren Tarifen mit der Versorgung aus gesicherter Leistung und billigeren Angeboten, in denen sich das Ausfallrisiko konzentriert. Wenn

Haushaltskunden differenziert behandelt werden können, werden solche mit geringerem Sicherheitsbedürfnis und größeren Abschaltmöglichkeiten günstigere Pakete verlangen, die von Intermediären aus gesichertem und ungesichertem Strom geschnürt werden können.

Für die Intermediäre, die Strom im Großhandel einkaufen und Endverbraucher mit einer Versorgungsgarantie beliefern wollen, ergeben sich damit verschiedene Möglichkeiten der Beschaffung:

- **Spotmarkt.** Eine ausschließliche Beschaffung am Spotmarkt (oder am bestehenden Futuresmarkt ungesicherter Leistung) führt zu einem höheren Ausfallrisiko für die Endkunden und damit im Schadensfall zu höheren Schadensersatzpflichten.
- **VOLL-Futuresmarkt.** Eine vollständige Beschaffung von Strom aus gesicherter Leistung am Options- und am Futuresmarkt maximiert die Sicherheit der Versorgung der Kunden. Gleichzeitig ist diese Beschaffungsstrategie jedoch vergleichsweise teuer, da sie die Chancen, sich am Spotmarkt günstig mit Strom (aus erneuerbaren Energien) einzudecken, nicht nutzt.
- **VOLL-Optionsmarkt.** Mithilfe von Optionen lässt sich die Stromversorgung frühzeitig sichern, und zwar ohne dass die Strommengen tatsächlich kontrahiert werden müssen. Wenn die Versorgung am Spotmarkt für das gewünschte Sicherheitsniveau ausreicht, ist dies nicht notwendig.

Diese Betrachtung stellt vorwiegend auf standardisierte Produkte an der Strombörse ab. Ähnliche Produkte können grundsätzlich aber auch bilateral (Over the Counter) entwickelt und gehandelt werden, sofern eine Nachfrage danach zustande kommt. Der OTC-Markt bietet dahingehend große Flexibilität und damit eine Vielzahl von Ausgestaltungsmöglichkeiten für Lieferverträge.

Die Weiterentwicklung der bestehenden Märkte hat folgende Wirkungen:

- In der Regel entsteht ein positiver Preis für Versorgungssicherheit am Optionsmarkt.
- Der Preis für Strom aus gesicherter Leistung ist in der Regel höher als der für Strom aus ungesicherter Leistung.
- Es kommt zu einer Preisdifferenzierung: Sicherheit ist zu bestimmten Zeiten teurer, als wenn Strom im Überfluss vorhanden ist.
- Nachfrager zahlen eine Sicherheitsprämie durch den Kauf einer Option oder durch einen möglicherweise höheren Preis am Futuresmarkt gegenüber dem reinen Spotmarkt.
- Für die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen entsteht ein Anreiz zur Technologie- und Produktentwicklung. Sie müssen beispielsweise Pakete

mit Liefergarantien schnüren, um am Options- und am Futuresmarkt anbieten zu können.

- Nachfrager haben den expliziten Anreiz, ihre Flexibilitätsoptionen zu überprüfen. Durch den Verzicht auf Versorgungssicherheit zu bestimmten Zeiten könnten sie nämlich Kosten sparen oder sogar auf dem Optionsmarkt ein Einkommen erzielen.

Gleichzeitig kann durch das vorgeschlagene Modell die Etablierung eines zentralen Kapazitätsmechanismus vermieden werden. Damit stellt sich nicht die Frage, wie ein zentraler Planer das Wissensproblem um die notwendige Kapazität lösen könnte. Zudem ist das Modell europatauglich, da auch internationale Anbieter Optionen auf den Markt bringen können. Die Nähe zum bestehenden Energy-only-Markt erleichtert den Marktzugang für internationale Anbieter.

Auch wenn das Modell die Steuerung durch den Markt im Wettbewerb stärkt, hat der Staat einen wichtigen Einfluss, indem er bestimmte Rahmenbedingungen setzt. So hängt das Niveau der Versorgungssicherheit von der Höhe des Schadensersatzes bei Nichtleistung ab. Dies muss standardisiert werden. Bei ausreichender Marktliquidität kann eine Differenzierung der Optionen und Futures nach Schadensersatzniveau entwickelt werden. Auch die Höhe der zurückzuhaltenden Sicherheitskapazität beeinflusst das Sicherheitsniveau.

In der Marktkontrolle sind ebenfalls öffentliche Strukturen gefordert. So muss systematisch überwacht werden, ob die Kraftwerke, die VOLL-Optionen und VOLL-Futures am Terminmarkt verkauft haben, tatsächlich zu der entsprechenden Zeit Strom geliefert haben. Die Lieferung muss auch dann sichergestellt sein, wenn es keine Engpasssituation gab, kann dann aber auch in Form einer Ersatzlieferung aus anderen Quellen erfolgen.

Das hier skizzierte Modell des VOLL-Optionsmarktes integriert erneuerbare und fossile Kraftwerke in ein Modell. Voraussetzung dafür ist aber, dass die erneuerbaren Energien am Strommarkt anbieten können. Dazu wird langfristig eine bessere Steuerbarkeit und Speicherbarkeit des Angebots, kurzfristig eine entsprechende Veränderung des Förderregimes benötigt. Das bisherige EEG bietet keine ausreichenden Anreize für eine Integration erneuerbarer Energien in den Markt.

4.3 Förderung erneuerbarer Energien im Transformationsprozess

Das ordnungspolitische Ziel der Entwicklung eines neuen Marktdesigns ist die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt ohne spezielle

Marktmechanismen für bestimmte Technologien. Nichtsdestotrotz wird eine zeitlich begrenzte Förderung erneuerbarer Energien weiterhin notwendig sein. Bei deren Motiv handelt es sich im Kern um eine Technologieförderung, nicht um eine aktuelle Einsparung von Treibhausgasemissionen. Über den Deckel des europäischen Emissionshandels hinaus werden durch die Förderung nämlich keine weiteren Emissionen reduziert. Die Förderung von technologischen Entwicklungen muss vielmehr mit der Schaffung eines langfristig günstigeren und klimafreundlicheren Angebots an Stromerzeugungsmöglichkeiten begründet werden.

Damit die erneuerbaren Energien langfristig erfolgreich sind und sich international durchsetzen können, müssen sie kompatibel zu marktlichen Strukturen sein. Darauf muss sie das Fördersystem systematisch vorbereiten. Es sollte darum dahingehend umgestaltet werden, dass in Zukunft nicht mehr eingespeiste Mengen, sondern der erzielte Wert des eingespeisten Stroms gefördert wird. So entsteht für die Anlagenbetreiber der Anreiz, erneuerbaren Strom dann einzuspeisen, wenn er einen möglichst hohen Wert hat und entsprechend gebraucht wird. Bei steigenden Preisen ist eine Abschmelzung der Fördersätze angeraten. Umgekehrt sollte überflüssiger Strom mit einem Wert von null auch keine Förderung erhalten. Daher sollte keine ungesicherte Leistung aus erneuerbaren Quellen gefördert werden. Ungesicherte Leistung hat über den daraus produzierten Strom hinaus keinen Wert, da sie keine Versorgungssicherheit herstellt. Gesicherte Leistung hingegen kann im Modell des integrierten Optionsmarktes am Markt entlohnt werden und bedarf keiner technologiespezifischen Förderung.

Für die temporäre Unterstützung erneuerbarer Energien sollte ein Aufschlag auf die am Markt erzielten Erlöse gezahlt werden (Kopp et al., 2013). Dabei werden die Erlöse am Options- und am Futuresmarkt mit berücksichtigt, weil dadurch der Anreiz zur Schaffung von sicheren Leistungspaketen erhöht wird. Durch die Art der Förderung wird der Anreiz gestärkt, Erfolg am Markt zu suchen. Die Förderung wird als prozentualer Aufschlag auf die Markterlöse bis zu einer fixen absoluten Obergrenze definiert. Damit gibt es keine Vergütung bei fehlenden Markterlösen, aber einen Anreiz zur Optimierung und eine Kostenkontrolle hinsichtlich des Fördervolumens.

Die Förderung folgt dem Prinzip der Versteigerung von Zuschlägen. Dazu werden Kapazitätsmengen entsprechend dem Ausbauplan der Energiewende definiert und für diese Mengen wird schrittweise der Zugang zur Förderung versteigert. Wer den geringsten prozentualen Zuschlag auf das Marktergebnis verlangt, bekommt die Förderung für einen definierten Zeitraum (zum Beispiel

zehn Jahre). Dies ist zunächst in technologiespezifischen Paketen möglich. Der Anteil der technologieneutralen Zuschläge soll aber kontinuierlich ansteigen und deutlich vor Mitte des Jahrhunderts 100 Prozent erreichen. Intermediäre können an der Versteigerung teilnehmen und das Recht zur Förderung später an andere Marktteilnehmer weitergeben. So wird vermieden, dass sich private Investoren mit kleinen Anlagen selbst an dem für sie möglicherweise zu komplizierten Auktionsverfahren beteiligen müssen.

Die ausgeschriebenen Kapazitätsmengen erneuerbarer Energien werden nach oben gedeckelt und schrittweise reduziert, da spätestens Mitte des Jahrhunderts kein weiterer Zubau erfolgen soll. Dann muss eine sichere Leistung aus erneuerbaren und fossilen Quellen im Rahmen des Optionsmarktmodells realisiert worden sein. Eine indirekte Förderung der erneuerbaren Energien besteht dann noch in den höheren Arbeitspreisen, die fossile Kraftwerke aufgrund der Kosten des Emissionshandels verlangen müssen. Damit erhöhen sich auch der Börsenpreis und die Deckungsbeiträge der erneuerbaren Energien, sofern die Anlagen am Markt zum Zuge kommen. Eine dauerhafte Steuerung durch den Emissionshandel ist ausreichend, um das übergeordnete und technologieneutrale Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen zu erreichen. Das gilt selbst dann, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien hinter den politischen Zielvorgaben zurückbleiben sollte.

Die Finanzierung der vorgeschlagenen Förderung erfolgt über den Bundeshaushalt. Der Finanzbedarf wird über den im Auktionsverfahren minimierten Zuschlag verringert. Damit werden Renten beziehungsweise Überrenditen vermieden. Gleichzeitig wird der Zugang für europäische Anbieter geöffnet. So entstehen zusätzliche Effizienzvorteile durch den verschärften Wettbewerb und die unterschiedlichen natürlichen Bedingungen im europäischen Binnenmarkt. Gegebenenfalls können die Verpflichtungen aus dem bisherigen EEG über einen Tilgungsfonds und damit über Steuerzahlungen abgewickelt werden.

Dieser Vorschlag für eine Förderung basiert auf einer engen Anbindung an den Strommarkt. Ein zusätzlicher, künstlicher Markt, wie ihn ein Quotenmodell vorsehen würde, wäre damit überflüssig. Zudem ist das System auf ein Auslaufen der Förderung angelegt, indem die Fördermengen kontinuierlich verringert werden, während ein Quotenmodell dauerhaft Technologieanteile festschreiben würde. Mitte des Jahrhunderts sollte aber keine Technologie mehr spezifisch gefördert werden, da es letztlich für den Klimaschutz unerheblich ist, mit welcher Technik Treibhausgasemissionen reduziert werden.

Auch ein anderes Problem kann adressiert werden: Heute entstehen negative Preise für Strom, wenn Strom aus erneuerbaren Energien nicht abgenommen werden kann oder entschädigt werden muss. Dies ist mit einer Vermarktung am Markt nicht vereinbar, weshalb die Abnahmegarantie abgeschafft werden muss. Bei einem Überangebot mit negativen Preisen muss es zukünftig zu einem Marktaustritt kommen, da nur wenige Anbieter laufende Verluste zu tragen bereit sind. Eine Förderung darf es in diesen Situationen nicht geben.

Beim Übergang vom alten EEG in das neue Fördersystem könnten die Ausschreibungen von Kapazitätsmengen für bestimmte Marktsegmente getestet werden. Ein gleitender Übergang aus dem bisherigen EEG in eine neue Förderung ist ohne allzu hohe Transformationsrisiken möglich, wie sie bei einem grundlegenden Systemwechsel zu befürchten wären. Die Anschlussfähigkeit ist aufgrund der Verwandtschaft zum bisherigen System gegeben. Neu sind vor allem die Deckelung, die Versteigerung und die Förderung in Form eines Zuschlags zum Marktergebnis. Wenn einzelne Technologien anlässlich der Förderumstellung aus der an die Einspeisung anknüpfenden Förderung herausgenommen werden sollen, könnte stattdessen ein Angebot verbilligter Kredite für einige wenige Jahre ihre Markteinführung unterstützen.

Bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien wächst zunächst das Angebot am Spotmarkt. Damit werden tendenziell weniger konventionelle Anlagen eingesetzt, deren Kapazitäten am Futuresmarkt gehandelt werden. Wenn die Ausfallwahrscheinlichkeit am Spotmarkt zunimmt, gibt es auch eine höhere Zahlungsbereitschaft für Sicherheit. In der Folge wird sich der Preis am Optionsmarkt erhöhen. Der Preis für Sicherheit steigt, wenn mehr unsichere Angebote im Markt sind. Damit haben auch fossile Kraftwerke zusätzliche Möglichkeiten, sich am Markt zu refinanzieren. Auch Bestandsanlagen profitieren hiervon. Sie bieten eine bisher nicht finanzierte Gegenleistung, nämlich Versorgungssicherheit.

Ein erhöhtes Angebot an erneuerbaren Energien schafft mehr Möglichkeiten, diese zu poolen oder mit Speichern und Back-up-Kapazitäten zu verknüpfen und damit sichere Leistung anzubieten. Dadurch entstehen neue Einnahmemöglichkeiten und ein entsprechender Innovationsdruck. Zudem ist es – gerade in einem europäischen Strombinnenmarkt – wahrscheinlich, dass nur in Ausnahmesituationen ausschließlich grenzkostenfreie Anlagen im Markt sind. In allen anderen Fällen gibt es ein preissetzendes Kraftwerk und damit einen Marktpreis und Erlöse für Anlagen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

5

Handlungsempfehlungen

Die heutigen Ordnungsstrukturen am Strommarkt und die Förderung erneuerbarer Energien stehen vor einer umfassenden Umgestaltung. Das Ziel der vorgeschlagenen kurzfristigen EEG-Reform ist die Senkung von Kosten, die Steuerung des Zubaus und die Sicherung der notwendigen Ausnahmen für energieintensive Unternehmen. Dazu gehören folgende Maßnahmen:

- Ausweitung des atmenden Deckels auf andere Technologien zusätzlich zur Photovoltaik;
- Deckelung des Ausbaus, gerade bei den teuersten Anlagen, und gegebenenfalls Verteilung des Zugangsrechts zum EEG über eine Versteigerung;
- Aufbau eines haushaltsfinanzierten Anteils an der EEG-Förderung;
- Reduktion der technologiespezifischen Differenzierung von Fördersätzen und Begrenzung von technologiespezifischen Mehrkosten;
- Stärkung der Direktvermarktung bei Vermeidung von Mitnahmeeffekten;
- Differenzierung der Fördersätze nach dem zeitpunktbezogenen Stromwert, das heißt, wertvoller Strom in Knappheitssituationen soll höher vergütet werden als wertloser Strom in Überflusssituationen;
- Sicherung der Ausnahmeregelungen, die Wettbewerbsnachteile energieintensiver Unternehmen gegenüber Konkurrenten in Nachbarländern verhindern.

Mittelfristiges Ziel ist die Herstellung eines Konsenses über die langfristige Perspektive des am Strommarkt geltenden Ordnungsprinzips. Hieraus leiten sich auch grundlegende Reformen der Förderung erneuerbarer Energien ab. Eine solche langfristige Perspektive, die auch bei einem Regierungswechsel aufrechterhalten wird, ist Voraussetzung dafür, langfristige Investitionen tätigen zu können. Zu den wichtigsten Elementen gehören die folgenden:

- Sicherung des Wettbewerbs im Strommarkt;
- Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Quellen in einen Markt mit einheitlichen Regeln und Ergänzung des Marktes um Anbieter von Speichern sowie die Flexibilität von Stromverbrauchern;
- Schaffung einer Investitionsperspektive, welche die notwendigen fossilen Back-up-Kapazitäten sichert, ohne derartige Kraftwerke über eine EEG-ähnliche marktferne Förderung zu subventionieren;
- Abbau von technologiespezifischen Sonderregeln;

- Nutzung des Emissionshandels als Preissignal für die Berücksichtigung von CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung;
- Schaffung eines Marktes, der zwischen sicherer Leistung und ungesicherter Leistung differenziert.

Daneben müssen die infrastrukturellen Voraussetzungen für die Energiewende geschaffen werden. Dazu zählen vor allem ein Ausbau der Übertragungsnetze und eine Stärkung der Verteilnetze. Mit intelligenten Netzen können die Steuerbarkeit von Nachfragern erhöht und die differenzierenden Möglichkeiten des integrierten Optionsmarktmodells besser genutzt werden. Ebenfalls erforderlich sind weitere Technologieentwicklungen. Diese setzen Investitionen in Forschung und Entwicklung für günstigere und steuerbare erneuerbare Energien sowie Speichermöglichkeiten voraus.

Mit dem integrierten Optionsmarktmodell liegt nun ein Vorschlag für eine wettbewerbliche Organisation des Strommarktes vor. Das Modell prämiert zudem Versorgungssicherheit und bringt die Marktintegration erneuerbarer Energien voran.

Literatur

Acatech (Hrsg.), 2012, Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, München

AG Energiebilanzen, 2013, Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, Berlin

Agora (Hrsg.), 2013a, Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve. Was ist der nächste Schritt?, Berlin

Agora, 2013b, Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess, Berlin

Bardt, Hubertus, 2005, Regulierungen im Strommarkt. Umweltschutz und Wettbewerb, IW-Positionen, Nr. 17, Köln

Bardt, Hubertus, 2010, Energieversorgung in Deutschland. Wirtschaftlich, sicher und umweltverträglich, IW-Positionen, Nr. 45, Köln

Bardt, Hubertus, 2012, Stromerzeugung zwischen Markt und Regulierung, in: Weltenergieatlas Deutschland (Hrsg.), Energie für Deutschland 2012, Berlin, S. 7–24

Bardt, Hubertus / **Chrischilles**, Esther, 2013, Strompreis-Check: Wie viel Markt steckt heute und in Zukunft im Strompreis?, Gutachten im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Köln

Bardt, Hubertus / **Kempermann**, Hanno, 2013, Folgen der Energiewende für die deutsche Industrie, IW-Positionen, Nr. 58, Köln

Bardt, Hubertus / **Niehues**, Judith / **Techert**, Holger, 2012, Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Wirkungen und Herausforderungen des EEG, IW-Positionen, Nr. 56, Köln

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2012, Wettbewerb 2012. Wo steht der deutsche Energiemarkt?, Berlin

BDEW, 2013, Erneuerbare Energien und das EEG. Zahlen, Fakten, Grafiken (2013), Berlin

BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie, 2013, Energiewende ganzheitlich denken. Handlungsempfehlungen des BDI für ein zukunftsfähiges Marktdesign, Berlin

BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, 2011, Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung, Aachen

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit / **BMWi** – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2013, Energiewende sichern – Kosten begrenzen. Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, Berlin

Böckers, Veit et al., 2011, Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Düsseldorf

Bundeskartellamt, 2011a, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, Bonn

Bundeskartellamt, 2011b, Stellungnahme des Bundeskartellamtes zur öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages zur Rekommunalisierung der Energieversorgung, Berlin

Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt, 2013, Monitoringbericht 2012, Bonn

Cramton, Peter / Ockenfels, Axel, 2011, Economics and design of capacity markets for the power sector, o. O.

DLR – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt / Fraunhofer IWES – Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik / IfnE – Ingenieurbüro für neue Energien, 2012, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht, o. O.

enervis – enervis energy advisors / BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, 2013, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Berlin

EU-Kommission, 2012, Energy Markets in the European Union in 2011, Brüssel

Eurostat, 2011, Energiepreisstatistik, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database [8.2.2012]

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2012, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln

Frondel, Manuel / Schmidt, Christoph M. / Vance, Colin, 2012, Germany's Solar Cell Promotion. An Unfolding Disaster, Ruhr Economic Papers, Nr. 353, Bochum

Frontier Economics, 2012, Die Zukunft des EEG. Handlungsoptionen und Reformansätze, Bericht für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, London

Gröner, Helmut, 1975, Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden

Growthsch, Christian / Matthes, Felix C. / Ziesing, Hans-Joachim, 2013, Clearing-Studie Kapazitätsmärkte, Berlin

IW Köln – Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2010, Energie für das Industrieland Deutschland. Stellungnahme zum Energiekonzept der Bundesregierung, Köln

IZES – Institut für ZukunftsEnergieSysteme, 2012, Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien, Saarbrücken

Kopp, Oliver / Eßer-Frey, Anke / Engelhorn, Thorsten, 2012, Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36. Jg., Nr. 4, S. 243–255

Kopp, Oliver et al., 2013, Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim

LBD-Beratungsgesellschaft, 2011, Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom, Berlin

Matthes, Felix C. et al., 2012, Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem, Berlin

- Monopolkommission**, 2011, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten, Nr. 59, Bonn
- Monopolkommission**, 2013, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten, Nr. 65, Bonn
- Müsgens, Felix / Peek, Markus**, 2011, Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, 15. Jg., Nr. 6, S. 576–583
- Nicolosi, Marco**, 2012a, Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland, Zwischenbericht, Berlin
- Nicolosi, Marco**, 2012b, Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen, Berlin
- Nikogosian, Vigen / Veith, Tobias**, 2010, Der Einfluss öffentlichen Eigentums auf die Preissetzung in deutschen Haushaltsstrommärkten, ZEW Discussion Paper, Nr. 10-090, Mannheim
- RWI – Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung**, 2012, Marktwirtschaftliche Energiewende. Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Essen
- Schiffer, Hans-Wilhelm**, 2010, Energiemarkt Deutschland, Köln
- Schnorrenberg, Burkhard**, 2006, Zur Preisbildung von Forwardkontrakten im Strommarkt. Eine empirische Untersuchung des deutschen Strom-Terminmarktes, Wiesbaden
- Schwill, Jochen / Sämisch, Hendrik**, 2012, Vorschlag zur konkreten Ausgestaltung eines effizienten Kapazitätsmarkts; in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 11/2012, S. 8–11
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen**, 2013, Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Eckpunktepapier, Berlin
- Ströbele, Wolfgang / Pfaffenberger, Wolfgang / Heuterkes, Michael**, 2012, Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik, München
- SVR – Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung**, 2011, Verantwortung für Europa wahrnehmen, Jahresgutachten 2011/2012, Wiesbaden
- Tietjen, Oliver**, 2012, Kapazitätsmärkte. Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt, Germanwatch-Studie, Bonn
- Übertragungsnetzbetreiber**, 2013, Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2014 nach AusglMech, o. O.
- Vries, Laurens J. de**, 2003, The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets, Research Symposium European Energy Markets, The Hague, September 2003, Delft
- Zachmann, Georg**, 2013, Electricity without borders. A plan to make the internal market work, Brüssel

Kurzdarstellung

Die Energiewende stellt die Stromversorgung vor neue Herausforderungen. Vor allem die bisherige Förderung erneuerbarer Energien muss grundlegend reformiert werden, um die emissionsarmen Technologien möglichst schnell in den Markt integrieren zu können. Ohne eine solche Reform droht der Wettbewerb auf dem Strommarkt zunehmend zurückgedrängt zu werden. Ohne Wettbewerb werden aber die Innovationen und Effizienzsteigerungen nicht möglich sein, die für eine erfolgreiche Energiewende erforderlich sind. Neben der Förderung erneuerbarer Energien muss auch der Strommarkt weiterentwickelt werden. Dazu sollte es eine Bepreisung von Versorgungssicherheit geben, mit der die notwendigen Back-up-Kapazitäten kofinanziert werden können. Das Modell eines integrierten Optionsmarktes baut auf den bestehenden Strukturen eines Energy-only-Marktes auf und bietet den Rahmen für eine evolutorische Weiterentwicklung. Gleichzeitig wird damit ein Marktdesign vorgeschlagen, das erneuerbare Energien und fossile Kraftwerke in gleicher Weise umfasst. Technologien der regenerativen Stromerzeugung sollten künftig temporär gefördert werden, indem ein Zuschlag zum Marktergebnis unter ihnen versteigert wird.

Abstract

Germany's abandonment of nuclear energy in favour of renewables is confronting the country's power supply with new challenges. First and foremost, the current subsidies for renewable energy must be radically reformed so that low-emission technologies can be integrated into the market as rapidly as possible. In the absence of such a reform there is a real danger that competition in the electricity market will increasingly be stifled. Without competition, however, the innovation and efficiency increases which are crucial to the success of Germany's new energy policy will not be possible. Essential as it is to promote renewable energy, there must also be ongoing development of the electricity market. This could be achieved by putting a price on security of supply, with the resulting revenues contributing to financing the necessary reserve capacity. An integrated option market model builds on the existing structures of an energy-only market and offers a framework for gradual development. The market design proposed contains both renewable energies and fossil fuel power stations. Technologies for electricity generation from replenishable resources should in future be temporarily subsidised by a premium over the market price to be awarded by auction.

Die Autoren

Dr. rer. pol. **Hubertus Bardt**, geboren 1974 in Bonn; Studium der Volkswirtschaftslehre und der Betriebswirtschaftslehre in Marburg und Hagen; Promotion in Marburg; seit 2000 im Institut der deutschen Wirtschaft Köln, seit 2005 Referent für Energie- und Umweltpolitik und Leiter des Kompetenzfelds „Umwelt, Energie, Ressourcen“, seit 2009 stellvertretender Leiter des Wissenschaftsbereichs „Wirtschaftspolitik und Sozialpolitik“; seit 2011 außerdem Lehrbeauftragter an der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg.

Dipl.-Vw. **Esther Chrischilles**, geboren 1982 in Köln; Studium der Volkswirtschaftslehre und der Politikwissenschaft in Köln; seit 2010 im Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Economist im Kompetenzfeld „Umwelt, Energie, Ressourcen“.